ONTARIO HYDRO
UN COUP DE MAIN À DEMAIN

[redacted] est au service des Ontariens et des Ontariennes en leur assurant un approvisionnement fiable d'électricité à un prix concurrentiel, en mettant en oeuvre, à leur intention, des programmes d'économie d'énergie, et en leur offrant des encouragements financiers en vue d'améliorer l'efficacité énergétique de leurs équipements électriques. Avec un actif évalué à plus de 43 milliards de dollars, plus de 28 000 employés permanents et approximativement 6 000 employés temporaires et à temps partiel, Ontario Hydro est l'une des plus grandes sociétés d'électricité d'Amérique du Nord.

Constituée en 1906 en vertu d'une loi spéciale de la province de l'Ontario, Ontario Hydro est régie par la Loi sur la Société de l'électricité, qui lui confère le mandat d'alimenter la province en électricité. Ontario Hydro produit et vend également de la vapeur et de l'eau chaude en tant que produits de base. De plus, la Société réglemente certaines activités des services municipaux d'électricité et elle est responsable, avec l'Association canadienne de normalisation, de l'inspection et de la certification de tout le matériel et de toutes les installations électriques de la province.

Ontario Hydro exploite un parc de production de 81 centrales hydroélectriques, nucléaires et à combustible fossile, en plus d'un vaste réseau provincial de transport de l'électricité.

Ontario Hydro dessert directement quelque 925 000 clients ruraux au détail. Elle vend aussi de l'électricité à 311 services municipaux, qui la vendent à leur tour à 2,8 millions de clients. Ontario Hydro alimente aussi directement près de 110 grands clients industriels dont la charge est supérieure à cinq mégawatts.

Ontario Hydro est une société financièrement autonome sans capital social. Ses obligations et billets sont garantis par la province de l'Ontario. La Société est dirigée par un conseil d'administration composé d'un maximum de dix-sept membres, dont seize, y compris le président du conseil, sont désignés par le lieutenant-gouverneur en conseil de l'Ontario. Le président de la Société est nommé par le conseil. Le conseil est secondé dans sa tâche par huit comités : finances, vérification, ressources de la direction, responsabilité sociale, consultation technique, gestion de la caisse de retraite et d'assurance, environnement, et affaires autochtones et du Nord.

L'adresse postale du siège social d'Ontario Hydro est : 700, avenue University, Toronto (Ontario) M5G 1X6. Pour obtenir de plus amples renseignements ou si vous désirez d'autres exemplaires de ce rapport, veuillez contacter notre service à la clientèle au 1-800-263-9000.

TABLE DES MATIÈRES

1 Points saillants financiers
2 Message de Marc Eliesen, président du conseil d'administration et Alan Holt, président
4 Partenaires
14 Rétrospective 1991
18 Revue de l'exploitation
22 Relations avec les employés
23 Revue et analyse financières
29 Rapport de la direction et rapport des vérificateurs
30 États financiers
38 Notes afférentes aux états financiers
48 Sommaire des statistiques financières et d'exploitation des cinq derniers exercices
50 Sommaire des statistiques des cinq derniers exercices – clients desservis
51 Administrateurs et dirigeants
52 Organigramme

93-00571/

RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'ONTARIO HYDRO POUR L'EXERCICE 1991

Présenté à l'honorable Brian Charlton, ministre de l'Énergie

J'ai l'honneur de vous présenter, au nom du conseil d'administration, le rapport de la situation financière d'Ontario Hydro, ainsi qu'une analyse des initiatives et des enjeux relatifs à l'exercice 1991 et au-delà.

Je tiens à vous remercier, ainsi que l'ensemble de votre ministère, pour votre collaboration au cours de l'année écoulée.

Le président du conseil d'administration,

M. Eliesen

Marc Eliesen
Avril 1992

MESSAGE DE MARC ELIESEN ET ALAN HOLT

Ontario Hydro vit une époque de changements.

Tout en continuant de nous acquitter de notre mandat premier qui est de fournir un approvisionnement fiable et économique d'électricité, nous multiplions nos efforts afin de gérer efficacement la demande et de faire en sorte que nos activités aient des retombées positives sur l'environnement naturel, social et économique de l'Ontario.

Le message lancé aux sociétés de service public est le même dans le monde entier : les règles valables hier ne le sont plus aujourd'hui. Les sociétés de service public doivent s'adapter aux besoins changeants de leur clientèle, au nouveau climat social et à la conjoncture économique mondiale.

Ontario Hydro ne fait pas exception à la règle, et 1991 a été pour elle aussi une année de transition.

Reconnaissant l'importance accrue d'un approvisionnement fiable et bon marché d'électricité en période de récession, nous avons mis en oeuvre, en 1991, plusieurs initiatives majeures afin de continuer d'assurer à nos clients le service électrique dont ils ont besoin au moment où l'économie de la province tente une reprise difficile.

L'année 1991 nous aura également réservé sa part de difficultés d'exploitation. Le rendement de nos centrales nucléaires, bien qu'il se soit amélioré par rapport à 1990, a été plus faible qu'escompté. Des difficultés techniques ont empêché la mise en service prévue de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Darlington. En outre, nous avons investi des sommes importantes dans la remise en état de certaines installations plus anciennes de notre parc de production et de notre réseau de transport.

En 1991, nous avons affecté environ 4 milliards de dollars à des programmes de rénovation destinés à prolonger la durée d'utilisation de nos centrales hydroélectriques et à combustible fossile, et à améliorer le rendement de nos installations nucléaires. Nous avons aussi affecté 1,4 milliard de dollars à un programme d'amélioration de notre réseau de transport.

Bien que coûteuses, ces initiatives sont nécessaires si nous voulons tirer le maximum du réseau en place. Elles permettront d'assurer la fiabilité à long terme de notre réseau, d'améliorer son rendement et de reporter le besoin de nouvelles centrales importantes.

En septembre, notre structure organisationnelle a été modifiée afin de refléter notre double objectif : un approvisionnement continu en électricité et la réduction de la demande d'énergie.

Toutes les fonctions de planification stratégique, qui sont assumées par les vice-présidences responsables de la gestion de l'énergie, de l'environnement, des finances et des ressources humaines, sont maintenant regroupées sous la direction du président du conseil d'administration. Quant aux fonctions liées à l'exploitation, elles relèvent désormais du président de la Société. De plus, deux nouveaux comités du conseil d'administration ont été formés, l'un pour guider nos actions dans le domaine de l'environnement, l'autre pour promouvoir une meilleure compréhension des questions touchant les autochtones et les collectivités du nord de la province.

Cette restructuration s'est faite dans le contexte d'une collaboration renouvelée avec nos clients et le public en général, qui exigent maintenant que nos projets leur procurent des avantages tangibles en plus des avantages incontestables d'un approvisionnement d'électricité sûr et à prix abordable.

La conjoncture économique et les conditions d'exploitation défavorables de 1991 ont influé sur nos résultats financiers, quoique notre bénéfice net se soit amélioré par rapport à 1990. Afin de maintenir notre stabilité financière et de faire face à des charges d'exploitation additionnelles, notamment celles liées à la mise en service de la centrale de Darlington, nous avons annoncé une hausse de 11,8 % des tarifs pour 1992.

Nous comprenons ce que cette hausse représente pour nos clients, compte tenu de la situation économique actuelle. Ce n'est pourtant pas la première fois qu'Ontario Hydro annonce des augmentations tarifaires de plus de 10 %. En effet, vers le milieu des années 70, les tarifs se sont accrus de 13, 22 et 30 % au cours de trois années consécutives. Nous devions à cette époque absorber les charges liées à d'importantes mises en service.

Nous sommes déterminés à continuer de tout faire pour limiter nos hausses tarifaires. Nous comptons y parvenir en augmentant notre productivité, en aidant nos clients à réduire le montant de leurs factures d'électricité et en limitant nos dépenses.

En 1991, nous avons redoublé d'efforts en vue d'encourager nos clients à diminuer leurs dépenses énergétiques grâce à une utilisation plus judicieuse de l'électricité. Toutefois, pour être couronnés de succès, ces efforts exigent la collaboration de tous. Ontario Hydro peut offrir des programmes d'incitation à l'économie d'énergie et à l'amélioration de l'efficacité énergétique, mais seuls les consommateurs d'électricité peuvent en garantir le succès.

Par leur participation à ces programmes, les Ontariens et les Ontariennes ont ralenti la croissance de la demande d'électricité en 1991. On estime qu'ils ont ainsi économisé quelque 250 mégawatts d'électricité en 1991, ce qui représente une réduction de plus de 28 millions de dollars sur les factures d'électricité. Nous avons tenu compte de ces résultats inespérés lors de la mise à jour, en décembre, de notre plan de développement de 25 ans. Le plan révisé propose des objectifs plus ambitieux pour la conservation de l'énergie, soit 5 200 mégawatts d'ici l'an 2000.

Le plan révisé prévoit aussi que les mises en chantier importantes seront reportées d'au moins sept ans, ce qui se traduira par une diminution considérable des dépenses en capital. Jusqu'à 2011, nos besoins de financement seront de 9 milliards de dollars inférieurs à nos prévisions initiales.

Dans le cadre de nos efforts de compression des coûts, nous avons annulé les contrats de fourniture d'uranium conclus par le passé avec Rio Algom Limited et Denison Mines Limited, d'Elliot Lake. À elle seule, cette mesure se traduira pour les utilisateurs d'électricité par des économies d'environ 1,2 milliard de dollars sur dix ans. Le prix d'autres sources d'énergie, du charbon de l'Ouest canadien en particulier, devrait aussi considérablement baisser dans les prochaines années.

Au niveau de la Société, nous avons comprimé les budgets alloués aux services d'administration et de soutien, et en 1992, nos cadres supérieurs ne recevront aucune augmentation de salaire par rapport à 1991.

Par ailleurs, les employés d'Ontario Hydro continuent d'analyser leurs propres processus de travail, dans un effort de réduction des coûts et d'accroissement de la productivité.

Au cours des dernières années, les employés et la direction d'Ontario Hydro ont travaillé ensemble à la mise en oeuvre d'un nombre grandissant de programmes d'amélioration continue de la qualité. Un travail d'équipe plus efficace, une amélioration du contrôle de la qualité et un accroissement de la productivité sont quelques-uns des résultats déjà obtenus. Ainsi, le retubage de la tranche 4 de la centrale de Pickering devrait se faire en 19 mois seulement, alors que celui de la tranche 2 avait pris 54 mois.

De tels résultats sont indicatifs du souci d'efficacité d'Ontario Hydro, mais aussi des nouveaux liens existant entre la direction d'Ontario Hydro et les deux principaux corps représentatifs de son personnel, la section 1 000 du Syndicat canadien de la fonction publique et le corps représentatif des spécialistes et des cadres. Grâce à une nouvelle approche favorisant la coopération plutôt que la confrontation, les relations direction-employés se sont en effet beaucoup améliorées. Il en résulte un esprit d'équipe renforcé chez nos employés, qui oeuvrent à notre but commun, une société d'électricité entièrement au service de sa clientèle.

En terminant, nous voudrions remercier tous ceux et toutes celles qui secondent Ontario Hydro dans sa tâche – les employés d'Ontario Hydro, pour leur contribution irremplaçable; les membres du conseil d'administration, pour leurs recommandations; et les services municipaux d'électricité, ainsi que leur organisme représentatif, pour leur collaboration et leur soutien. Enfin, nous voudrions saluer Robert Franklin qui, grâce à sa clairvoyance et son leadership des cinq dernières années, a contribué à transformer un peu plus Ontario Hydro en la société d'électricité que les Ontariennes et les Ontariens attendent.

Le président du conseil d'administration,

M. Eliesen

Marc Eliesen

Le président,

Alan Holt

PARTENAIRES

L'électricité sur demande. Pendant des décennies, les Ontariennes et les Ontariens ont compté sur un service d'électricité continu pour mener à bien leurs activités domestiques aussi bien que professionnelles. Et pendant des décennies, Ontario Hydro a assuré à ses clients un approvisionnement fiable et économique d'électricité.

Nous sommes déterminés à poursuivre cette tradition. C'est pourquoi nous nous appliquons à forger des liens solides et dynamiques avec tous nos clients pour assurer le succès de nos efforts d'économie d'énergie.

Nous encourageons les résidents de l'Ontario à découvrir comment nous pouvons les aider à gérer leurs besoins en électricité de manière plus efficace, et nous nous efforçons sans cesse d'améliorer nos services, car notre but est de servir le mieux possible tous nos clients, qu'ils appartiennent au secteur résidentiel, commercial, agricole ou industriel.

Grâce à nos programmes de gestion de la demande, de plus en plus d'Ontariennes et d'Ontariens apprennent à utiliser l'électricité de manière différente, plus judicieuse. Et peu à peu, nos clients deviennent «éconergiques». Que cela se traduise par des factures d'électricité moins élevées, une réduction des déchets ou un milieu de vie plus agréable, le résultat final est le même : en économisant l'énergie, nous investissons dans l'avenir de l'Ontario.

Nous nous employons également à tisser des liens solides et durables avec les services municipaux de l'Ontario, qui assurent la distribution de l'électricité dans la plupart des localités de la province.

Ontario Hydro et ses partenaires municipaux travaillent à faire mieux connaître à leurs clients les principes de la gestion de la demande, en encourageant la participation de chacun.

Ensemble, nous aidons les particuliers à tirer le maximum de l'énergie qu'ils consomment et à réduire leurs factures d'électricité. En installant dans leur maison des systèmes d'éclairage à haut rendement et des pommes de douche à débit réduit, ou en faisant poser de l'isolant de haute qualité, nos clients résidentiels peuvent faire des économies d'électricité tout en améliorant le confort de leur foyer.

Ontario Hydro oeuvre aussi dans les secteurs commercial et industriel. Grâce aux systèmes d'éclairage économes d'énergie et aux moteurs à rendement élevé, mais grâce aussi aux bilans énergétiques Éconergie et aux programmes de déplacement de la charge offerts par Ontario Hydro, les entreprises réduisent sensiblement leurs coûts de production, ce qui les aide à rester concurrentielles.

À Espanola, petite ville située à 72 kilomètres à l'ouest de Sudbury, la Espanola Hydro-Electric Commission, Ontario Hydro et la municipalité conjuguent leurs forces pour tirer le meilleur parti d'une OCCASION UNIQUE. Toutes participent au Projet Éconergique d'Espanola, qui met à l'essai plusieurs idées nouvelles sur l'efficacité énergétique, et devrait permettre de réduire la demande d'électricité de la localité de quelque deux mégawatts. Le projet est décrit à la page 6.

Dans le contexte actuel de mondialisation, il est essentiel pour les entreprises ontariennes de réduire leur consommation d'électricité si elles veulent réduire leurs coûts de production et demeurer concurrentielles. À Ivaco Rolling Mills, filiale d'Ivaco Inc. qui fabrique de l'acier, la direction, forte des conseils d'Ontario Hydro, a décidé de miser sur l'INNOVATION et les techniques de pointe pour réduire la consommation d'électricité de ses installations. Les résultats sont présentés à la page 8.

Les économies d'énergie sont l'affaire de tous. Nous travaillons ainsi en collaboration avec les premières nations pour aider nos clients du Nord à réduire leurs coûts de chauffage et à devenir plus économes d'énergie. Les maisons à haut rendement énergétique R-2000 actuellement en construction dans la localité de la première nation de Moose Factory sont une mesure de cette COOPÉRATION. Le projet est décrit à la page 10.

Nous travaillons de concert avec la population pour faire des économies d'électricité, mais aussi pour planifier l'avenir. Ensemble, nous examinons les plans proposés par Ontario Hydro et nous les modifions de manière à mieux tenir compte des intérêts et des attentes de nos clients. À Merrickville, village situé à 45 kilomètres au sud d'Ottawa, Ontario Hydro a pris l'INITIATIVE d'inviter les groupes locaux à exprimer leurs opinions sur les plans de remise à neuf de sa plus petite centrale hydroélectrique. Les détails se trouvent à la page 12.

OCCASION UNIQUE

En juin dernier, Espanola, petite ville de 6 000 habitants située à 72 km à l'ouest de Sudbury, est devenue la première localité du Canada à mettre en oeuvre un programme visant à réduire la consommation énergétique de toutes ses habitations et de tous ses commerces. L'approche participative adoptée pour le Projet Éconergique d'Espanola, qui doit durer un an et demi, est radicalement nouvelle. Les résultats obtenus permettront d'évaluer le potentiel d'une telle démarche à une plus grande échelle.

Coordonné par Vicky Sharpe, le projet a pour objectif de réduire la consommation d'électricité d'Espanola de 20 %. Grâce à une approche diversifiée – promotion intensive de l'efficacité énergétique sur le plan local, aides financières élevées accordées aux clients et mise en oeuvre généralisée de mesures d'économie d'énergie dans les quelque 2 300 habitations et commerces de la localité, Espanola deviendra l'agglomération la moins énergivore du Canada.

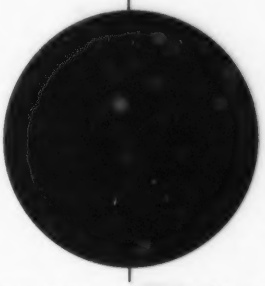
Cette approche participative est l'une des méthodes adoptées par Ontario Hydro pour réaliser les objectifs ambitieux d'économie d'énergie qu'elle s'est fixés pour la décennie à venir. Elle se fonde sur le principe qu'une gestion de la demande efficace n'est possible que si l'attitude des consommateurs change vis-à-vis de leur consommation d'électricité, et qu'un tel changement ne peut survenir que si les possibilités d'économie d'énergie deviennent mieux connues des consommateurs. Le Projet Éconergique d'Espanola est conçu pour accélérer ce processus de sensibilisation.

Le succès du Projet Éconergique d'Espanola, comme de tout projet local, dépend entièrement de la participation du service de distribution d'électricité, de la municipalité et des résidents. C'est grâce à une participation massive de la population, et à son soutien actif, que la nouvelle approche peut prendre racine dans la collectivité, de même que les connaissances et le savoir-faire nouvellement acquis.

Pour les particuliers et les commerçants, la première étape à franchir sur la voie des économies d'énergie consiste en un bilan énergétique, qui indique les mesures d'économie d'énergie possibles dans l'habitation ou le commerce concerné. Parmi les mesures souvent recommandées, on notera l'ajout d'une minuterie au chauffe-moteur, et l'installation d'isolant, de fenêtres et de portes de haute qualité. Dans la plupart des cas, jusqu'à 80 % des coûts d'installation sont pris en charge par Ontario Hydro.

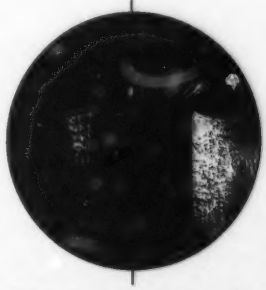
À la fin du projet, pratiquement tous les propriétaires d'habitation et de commerce devraient avoir participé aux efforts d'économie d'énergie. Les résultats obtenus profiteront à tous les résidents d'Espanola : les factures d'électricité de chacun seront moins élevées, et Espanola Hydro pourra approvisionner en électricité de 400 à 500 habitations supplémentaires sans qu'aucun nouvel investissement soit nécessaire.

Le Projet Éconergique d'Espanola fait figure de précurseur en Amérique du Nord dans le domaine de la gestion de la demande. Les résultats obtenus détermineront dans une large mesure la façon dont nous mènerons dans l'avenir nos efforts d'économie d'énergie en Ontario.

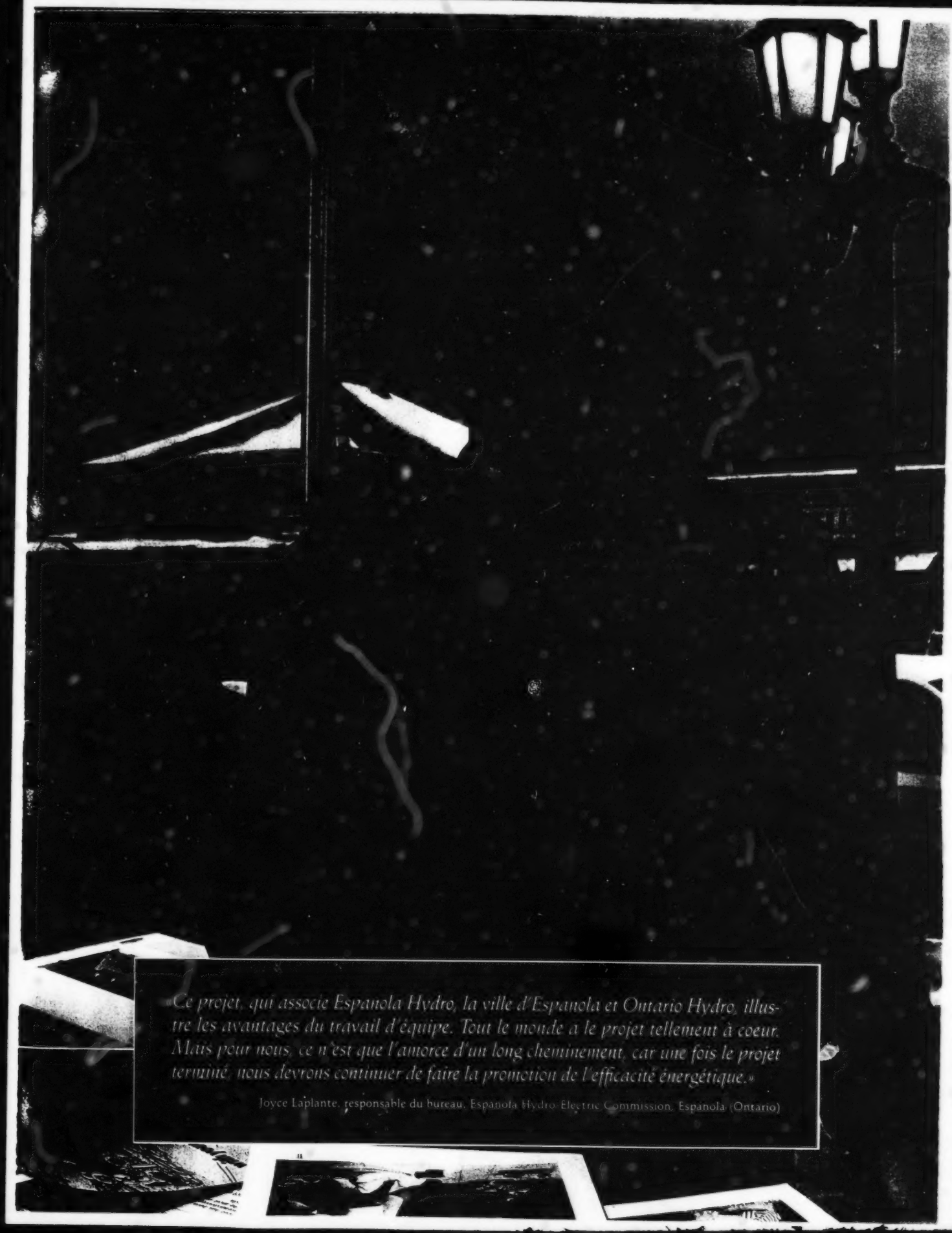


Vicky Sharpe, employée d'Ontario Hydro chargée du projet d'Espanola

Espanola, agglomération de 6 000 habitants, est la première ville éconergique du Canada.



En branchant une minuterie à un chauffe-moteur, on peut écourter le temps d'utilisation de cet appareil de 6 heures, et réduire sa consommation d'énergie de 60 %.



« Ce projet, qui associe Espanola Hydro, la ville d'Espanola et Ontario Hydro, illustre les avantages du travail d'équipe. Tout le monde a le projet tellement à coeur. Mais pour nous, ce n'est que l'amorce d'un long cheminement, car une fois le projet terminé, nous devrons continuer de faire la promotion de l'efficacité énergétique. »

Joyce Laplante, responsable du bureau, Espanola Hydro-Electric Commission, Espanola (Ontario)

INNOVATION

Les grands clients industriels d'Ontario Hydro doivent absolument réduire les coûts d'énergie de leurs installations s'ils veulent demeurer concurrentiels sur les marchés mondiaux.

Ivaco Rolling Mills, filiale d'Ivaco Inc., est l'un des plus grands consommateurs d'électricité de l'est de la province. Établie à L'Orignal, cette entreprise, qui comprend un laminoir et une aciérie, fournit aux marchés nord-américain et d'outre-mer une large gamme de produits fabriqués à partir d'acier ductile métallurgiquement propre. Ses deux fours à arc électriques transforment, à 1 650 °C, de la ferraille en acier en fusion. Ivaco Rolling Mills, est à l'avant-garde pour ce qui est de la mise en place de technologies à haut rendement énergétique, qui permettent de réduire les coûts de production et d'accroître les bénéfices.

Dans le cadre de ces efforts, l'entreprise, en collaboration avec Ontario Hydro, effectue un suivi de ses activités de manière à déterminer quelles possibilités d'amélioration existent encore. Pour Ralph Sheldrick, d'Ontario Hydro, le travail consiste à examiner les différents procédés de l'entreprise avant de recommander des ajustements visant à faire baisser la demande d'électricité. Parmi les mesures envisageables, on notera le remplacement de l'éclairage existant par des systèmes moins énergivores, et l'installation de moteurs à rendement élevé.

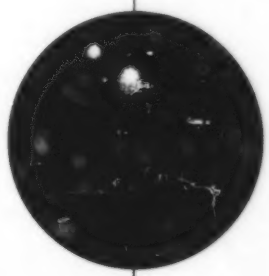
Afin de profiter de la grille tarifaire d'Ontario Hydro qui prévoit des tarifs réduits en période hors pointe, quand la demande est moindre, Ivaco Rolling Mills a installé un système informatique «intelligent» de gestion de la demande conçu spécialement pour surveiller, prévoir et régler la consommation d'énergie du complexe tout entier. Cette initiative s'est soldée par une réduction des besoins énergétiques de près de 10 mégawatts en deux ans, alors que la productivité augmentait de 8 %.

Grâce à des techniques ultramodernes qui mesurent la demande et déterminent les tendances de consommation d'énergie, le système permet l'expansion des procédés à forte consommation d'énergie tout en réduisant la demande de pointe. Dans certains cas, l'un des deux fours à arc est arrêté pour stabiliser la demande, mais l'impact sur la production est toujours maintenu au minimum.

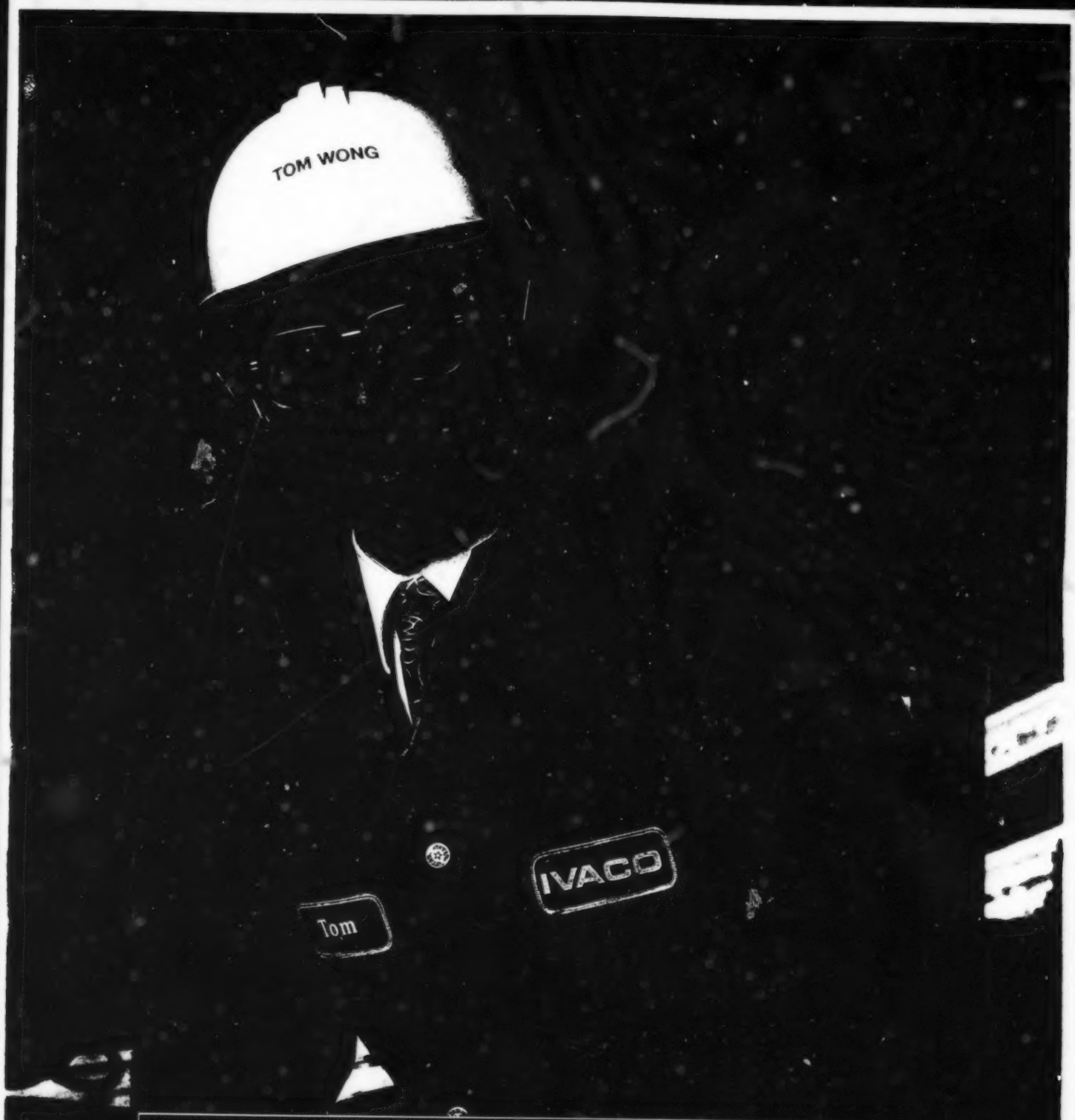
Les sommes investies par Ivaco Rolling Mills dans les mesures d'efficacité énergétique, grâce aux conseils d'Ontario Hydro, sont récupérées par le biais d'une réduction des coûts. Grâce au programme de déplacement de la charge, l'entreprise peut reporter une plus grande portion de sa demande d'énergie aux périodes hors pointe. Une telle pratique se traduit par des coûts énergétiques réduits, une rentabilité accrue et une meilleure compétitivité sur le marché international.

Ralph Sheldrick, conseiller des services à la clientèle sur l'énergie d'Ontario Hydro

Fil machine fabriqué à partir de billettes d'acier chauffées



Le four à arc électrique transforme la ferraille en acier en fusion avant le procédé de coulage.



«Je pense sincèrement que c'est grâce à Ontario Hydro que nous avons adopté les techniques et les équipements qui nous ont permis d'accroître notre rendement énergétique, de réduire notre demande d'électricité et d'abaisser nos coûts. Et avec le soutien d'Ontario Hydro, nous poursuivons nos efforts d'efficacité énergétique.»

Tom Wong, P. Eng., responsable de la maintenance, Ivaco Rolling Mills, L'Orignal (Ontario)

COOPÉRATION

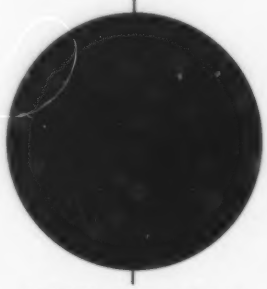
Dans le cadre de ses efforts de sensibilisation aux économies d'énergie, Ontario Hydro participe, conjointement avec la première nation de Moose Factory, à la construction, dans la localité, de quatorze maisons à haut rendement énergétique R-2000. Ce projet, qui prend place dans la région de la baie James, où la température descend parfois en dessous de –50 °C, est l'un des plus importants projets R-2000 réalisés dans le nord de l'Ontario.

Le projet a été mis en place conjointement par Wilbert Cheechoo, directeur du logement de la première nation de Moose Factory, Dave Faries, de la société de développement de la bande indienne de Moose Factory, et André Bisson, d'Ontario Hydro. Les maisons seront construites par les ouvriers du bâtiment de la société de développement, qui ont reçu une formation complète sur les techniques de construction appropriées auprès de la section R-2000 de la Ontario Home Builders Association.

La maison R-2000 répond à des normes d'efficacité énergétique très strictes. Elle est mieux isolée que les maisons de construction classique et présente moins de fuites d'air, grâce à un pare-air-vapeur continu installé dans le gros-oeuvre. Elle possède par ailleurs un système de ventilation mécanique. Toutes ces caractéristiques font de la maison R-2000 un lieu de vie très agréable. On notera de plus que la maison R-2000 consomme peu d'énergie et qu'elle permet donc à ses occupants d'économiser sur les factures d'électricité.

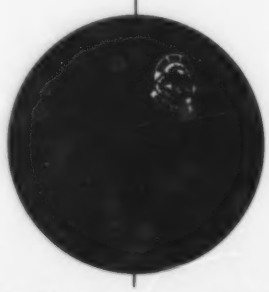
Grâce à un ventilateur récupérateur de chaleur qui enlève les odeurs, la fumée et tout autre polluant, l'air intérieur est de très haute qualité. L'appareil évacue sans relâche l'air vicié des pièces de la maison – cuisine, salles de bains et buanderie en particulier – pour le remplacer par de l'air neuf provenant de l'extérieur. Le renouvellement contrôlé de l'air assure un milieu de vie très sain. Il permet aussi de maintenir le niveau d'humidité optimal, ce qui évite les problèmes de condensation sur les vitres.

Par le biais de réalisations telles que le projet R-2000, Ontario Hydro travaille en collaboration avec les premières nations et d'autres collectivités autochtones de la province pour faire mieux connaître les avantages de l'efficacité énergétique et offrir des logements de qualité aux résidents des localités concernées.

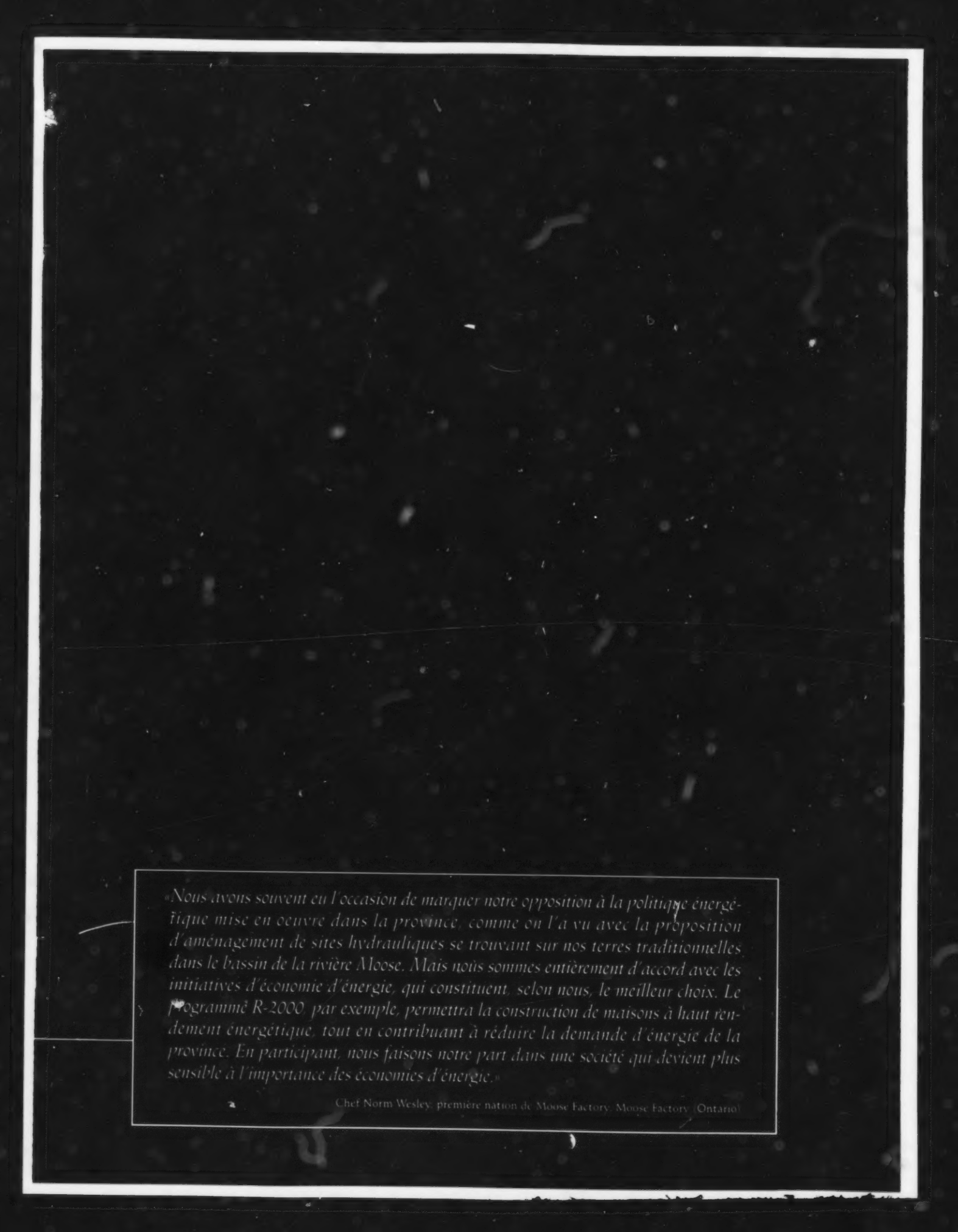


André Bisson, conseiller des services à la clientèle sur l'énergie d'Ontario Hydro

Wilbert Cheechoo, directeur du logement de la société de développement de la bande indienne de Moose Factory



Dave Faries, directeur général de la société de développement de la bande indienne de Moose Factory



« Nous avons souvent eu l'occasion de marquer notre opposition à la politique énergétique mise en œuvre dans la province, comme on l'a vu avec la proposition d'aménagement de sites hydrauliques se trouvant sur nos terres traditionnelles dans le bassin de la rivière Moose. Mais nous sommes entièrement d'accord avec les initiatives d'économie d'énergie, qui constituent, selon nous, le meilleur choix. Le programme R-2000, par exemple, permettra la construction de maisons à haut rendement énergétique, tout en contribuant à réduire la demande d'énergie de la province. En participant, nous faisons notre part dans une société qui devient plus sensible à l'importance des économies d'énergie. »

Chef Norm Wesley, première nation de Moose Factory, Moose Factory (Ontario)

INITIATIVE

Les Ontariennes et les Ontariens de notre époque estiment qu'ils ont leur mot à dire sur ce qui se passe autour d'eux. Tandis qu'elle continue de rénover ses centrales et ses installations de transport pour renforcer la fiabilité de son réseau électrique, Ontario Hydro se doit de demeurer sensible aux retombées que peuvent avoir ses activités sur les collectivités locales.

Les nouveaux projets sont l'affaire de tous, et il est important que les particuliers et les groupes intéressés puissent faire part de leur point de vue au cours du processus de planification. Depuis 1975, Ontario Hydro, par l'intermédiaire de ses programmes de participation du public, encourage les particuliers concernés et les organismes intéressés à prendre part à la planification des travaux de construction ou de rénovation de ses installations. Grâce à ces programmes, ceux-ci ont la possibilité d'évaluer les mérites, et les désavantages, des projets proposés, de communiquer les inquiétudes qu'ils ont à leur sujet et de fournir des informations complémentaires. Le public a aussi la possibilité de participer à l'élaboration des plans et des politiques d'Ontario Hydro.

L'année dernière, Ontario Hydro a décidé que la centrale de Merrickville, sa plus petite centrale hydroélectrique, serait la première à être soumise à son Programme d'évaluation et de réfection des petites centrales hydroélectriques (PERPCH). Ce programme, établi en 1988, a pour objet de mener à bien la réfection de 33 des petites centrales hydroélectriques vieillissantes d'Ontario Hydro. Merrickville est situé à 45 kilomètres au sud d'Ottawa.

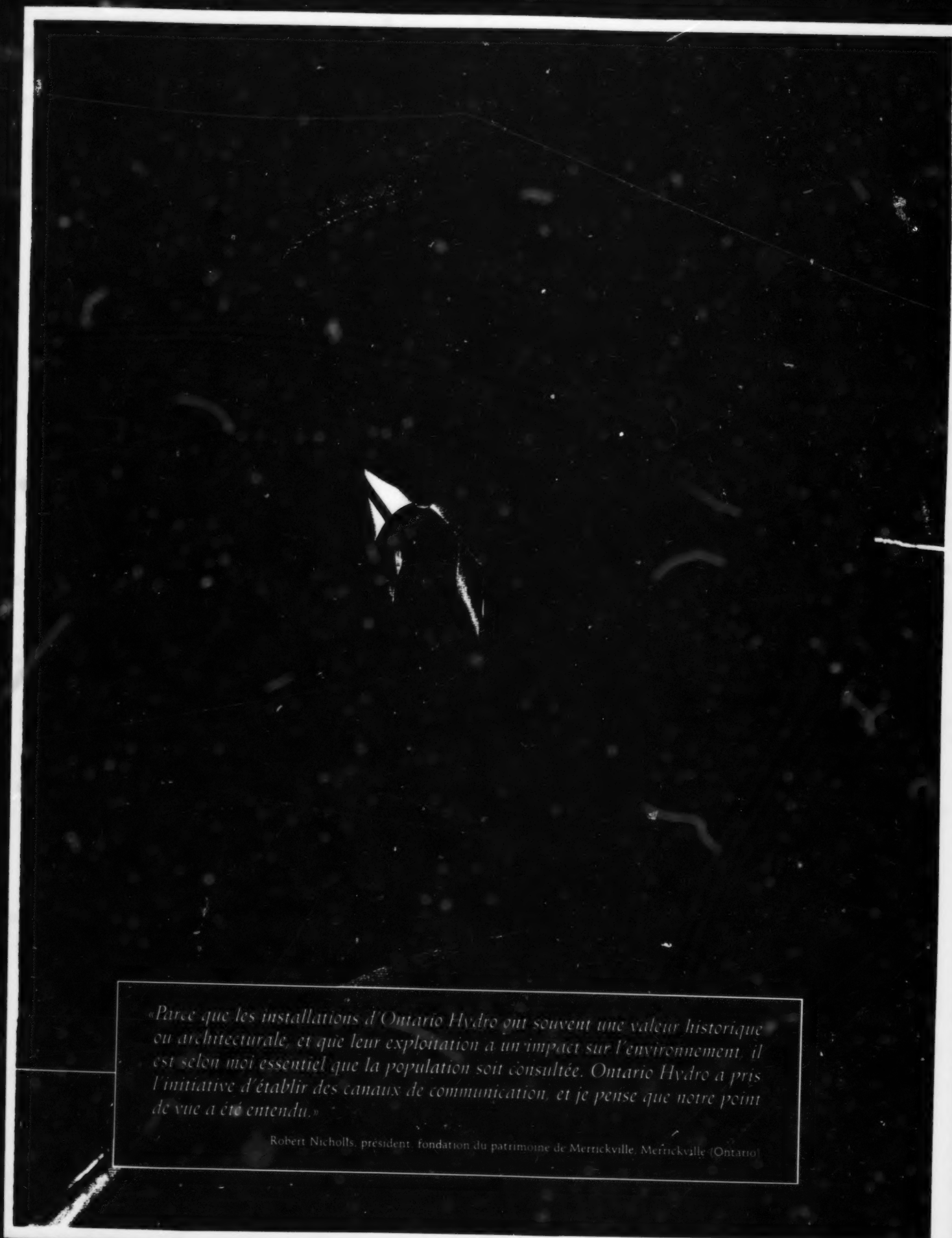
La phase de planification du projet de réfection prévoyait la consultation du public, et Mike Markovich, ingénieur de projet, s'est assuré de la participation des organismes locaux au cours de l'étape d'examen de la proposition d'Ontario Hydro. Robert Nicholls, président de la fondation du patrimoine de Merrickville, Harold Gilmer, trésorier de la société historique du village de Merrickville et du district, et Phyllis Walker, présidente du comité consultatif sur la protection de l'architecture locale, ont participé à l'ensemble des travaux de planification menés par Ontario Hydro. Cette collaboration a permis d'assurer que les modifications proposées tenaient compte des priorités des habitants du village.

La centrale de Merrickville, construite entre 1914 et 1919 et rachetée par Ontario Hydro en 1950, devrait être complètement modernisée. Le remplacement des groupes turbine-alternateur permettra de prolonger la durée de vie de la centrale d'environ 80 ans, et de doubler sa capacité de production, en la portant à 1,8 mégawatt. Les nouvelles installations aideront Ontario Hydro à répondre aux besoins en électricité futurs de la province sans pour autant avoir d'impact négatif sur l'environnement local.

Mike Markovich, ingénieur de projet d'Ontario Hydro

Centrale hydroélectrique de Merrickville

Keith Eastman, représentant d'Ontario Hydro, discute du projet avec Robert Nicholls, Harold Gilmer et Phyllis Walker.



«Parce que les installations d'Ontario Hydro ont souvent une valeur historique ou architecturale, et que leur exploitation a un impact sur l'environnement, il est selon moi essentiel que la population soit consultée. Ontario Hydro a pris l'initiative d'établir des canaux de communication, et je pense que notre point de vue a été entendu.»

Robert Nicholls, président, fondation du patrimoine de Merrickville, Merrickville (Ontario)

Au cours de l'année 1991, Ontario Hydro a progressé sur le front de l'efficacité énergétique, de l'environnement, des relations avec les autochtones et de la sécurité sur les lieux de travail.

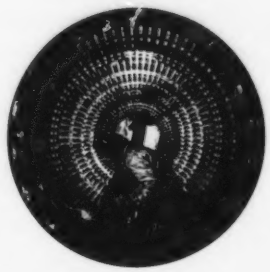
La demande d'électricité n'a que très peu augmenté, à cause de la récession qui a continué de sévir dans la province. Ontario Hydro a livré un total de 139,1 millions de mégawattheures d'électricité en 1991, y compris l'électricité achetée aux producteurs privés et aux services d'électricité voisins, ce qui représente une augmentation de 1,3 % par rapport aux 137,3 millions de mégawattheures fournis en 1990.

Le bénéfice net d'Ontario Hydro a augmenté en comparaison de celui de 1990, mais les résultats financiers n'ont pas été aussi bons qu'espéré. La hausse de 8,6 % des tarifs d'électricité a contribué à l'accroissement du total des produits, mais le total des charges d'exploitation et des dépenses en capital a aussi progressé.

En septembre, une augmentation de 11,8 % a été approuvée relativement aux tarifs d'électricité de 1992. Cette augmentation reflète en grande partie la majoration des coûts du programme nucléaire, et en particulier ceux associés à la centrale de Darlington, ainsi que les dépenses occasionnées par la remise en état ou le remplacement d'installations de production ou de transport vieillissantes.

En avril, la Commission des évaluations environnementales a entamé ses audiences publiques sur le Plan de l'offre et de la demande qu'Ontario Hydro avait publié en 1989. En décembre, Ontario Hydro a mis son plan à jour. Cette mise à jour, rendue publique en janvier 1992, reporte la date à laquelle de nouvelles sources majeures d'approvisionnement seront nécessaires. La révision des prévisions de la demande à long terme sous-tendant cette décision reflète le ralentissement de la croissance économique, la prolongation de la durée de vie des centrales à combustible fossile existantes, la réduction de la demande à court terme, et le succès des programmes de gestion de la demande.

Dans son plan révisé, Ontario Hydro réaffirme ses priorités : encouragement à l'efficacité énergétique, optimisation du réseau existant par le biais de la remise en état des installations vieillissantes, recours à la production privée selon les besoins et aménagement du potentiel hydraulique restant de l'Ontario.



La remise à neuf des installations de production et de transport vétustes s'est poursuivie en 1991 afin de permettre à Ontario Hydro de continuer d'assurer un service fiable dans le respect de l'environnement.

La gestion de l'énergie

En 1991, Ontario Hydro a investi près de 179 millions de dollars dans des initiatives visant à favoriser les économies d'énergie et l'efficacité énergétique. De ce montant, près de 50 millions de dollars ont été versés directement aux consommateurs pour les encourager à adopter des produits et des équipements à haut rendement énergétique.

Avec l'appui des conseillers des services à la clientèle sur l'énergie et celui des représentants en gestion de l'énergie d'Ontario Hydro, les Ontariennes et les Ontariens ont économisé quelque 250 mégawatts d'électricité en 1991, ce qui représente une réduction de plus de 28 millions de dollars sur les factures d'électricité, et de quoi alimenter une ville de la taille de St. Catharines.

En travaillant de concert avec ses clients du secteur industriel, Ontario Hydro favorise une meilleure gestion de l'énergie tout en encourageant les entreprises à devenir plus concurrentielles. En 1991, Ontario Hydro a conclu une entente en matière de gestion de l'énergie avec l'entreprise Produits Forestiers Canadien Pacifique, de Thunder Bay. Grâce au programme de

Ontario Hydro encourage ses clients du secteur agricole à devenir plus économes d'énergie. Programmes d'incitation et aides financières peuvent contribuer à réduire la consommation élevée d'électricité des fermes laitières et des élevages de volaille et de porcs, ainsi que leurs coûts d'exploitation.

déplacement de la charge d'Ontario Hydro, qui permet de reporter une partie de la consommation d'électricité vers les heures hors pointe, Produits Forestiers Canadien Pacifique devrait pouvoir épargner quelque 7 millions de dollars par an sur ses coûts énergétiques.

Ontario Hydro a poursuivi son Programme de remplacement de l'éclairage public, qui s'adresse à l'ensemble des localités de l'Ontario. Lancé en 1990, ce programme durera quatre ans. À la fin de l'année, 200 localités de la province y avaient participé. D'ores et déjà, plus de 40 % des systèmes d'éclairage public inefficaces de la province ont été remplacés dans le cadre de ce programme. La ville de Kitchener, en particulier, a reçu une aide financière de 600 000 dollars en décembre dernier pour l'installation d'un système d'éclairage qui lui permettra d'épargner plus de 300 000 dollars sur ses frais annuels d'électricité. Les économies d'énergie réalisées représentent l'électricité nécessaire à l'alimentation d'environ 400 foyers.

Parmi les programmes offerts aux clients du secteur résidentiel, on notera la distribution d'ampoules à 3,1 millions de foyers ontariens. Les paquets distribués contenaient deux ampoules à incandescence économes d'énergie de 52 watts destinées à être utilisées à la place d'ampoules ordinaires de 60 watts. En donnant la préférence à des produits d'éclairage à haut rendement, les clients du secteur résidentiel pourraient contribuer à réduire la demande d'électricité de l'Ontario de 30 mégawatts d'ici l'an 2000.

Forte du succès de ses programmes de gestion de la demande, Ontario Hydro a révisé à la hausse ses objectifs d'économies d'énergie à long terme. Elle estime désormais pouvoir économiser 9 860 mégawatts d'électricité d'ici 2014, alors que le Plan de l'offre et de la demande proposé en 1989 prévoyait une réduction de seulement 5 570 mégawatts. Ce nouvel objectif tient évidemment compte des programmes de gestion de l'énergie, mais il suppose aussi l'adoption de normes d'efficacité plus strictes pour les bâtiments neufs et l'équipement électrique, ainsi que la possibilité de promouvoir des sources d'énergie autres que l'électricité, quand cela est économique.

Grâce au Programme de remplacement de l'éclairage public mis en oeuvre par Ontario Hydro, de nombreuses localités pourront réduire leurs coûts et faire des économies d'énergie en installant des systèmes d'éclairage à haut rendement.

Les sources d'énergie de remplacement

En 1991, Ontario Hydro a apporté son soutien à plusieurs projets de développement de sources d'énergie de remplacement. Des installations électrosolaires sont actuellement en construction au centre de réadaptation Hugh MacMillan de l'hôpital Sunnybrook, situé à North York. Ce projet, subventionné par Ontario Hydro, le ministère de l'Énergie de l'Ontario et Énergie, Mines et Ressources Canada, devrait assurer 100 kilowatts des besoins en électricité de l'hôpital. Il contribuera aussi à mieux évaluer les nouvelles technologies solaires.

En apportant son soutien à la recherche sur les sources d'énergie de remplacement, Ontario Hydro investit dans l'avenir. Des technologies solaires de pointe utilisant des générateurs photovoltaïques pour capter l'énergie du soleil ouvrent de nouveaux horizons pour les années à venir.

La protection de l'environnement

Fidèle aux engagements pris sur le plan de l'environnement, le conseil d'administration a créé un Comité de l'environnement dont le mandat est d'assurer que la politique environnementale d'Ontario Hydro reflète les intérêts des Ontariennes et des Ontariens.

Ontario Hydro, qui achète quelque 1 000 tonnes de papier par an, a aussi adopté de nouvelles normes en matière d'utilisation du papier. Elle a désormais pour politique de n'utiliser que du papier recyclé pour ses publications. Sont également encouragés le recyclage du papier et les photocopies recto verso. Ces mesures se traduisent annuellement par des économies de 30 000 arbres, ou 60 hectares de forêt.

La première phase de la Stratégie municipale et industrielle de dépollution (SMID),

menée en collaboration avec le ministère de l'Environnement de l'Ontario, a été achevée. Ce projet vise à l'élimination du déversement de substances toxiques dans l'eau. Les résultats des analyses effectuées sur les échantillons d'eau prélevés sur le site de centrales hydroélectriques, nucléaires et à combustible fossile d'Ontario Hydro seront pris en considération par le ministère de l'Environnement au moment de l'établissement des niveaux futurs autorisés en matière d'effluents toxiques des centrales.

En 1991, Ontario Hydro a continué de réduire les émissions acides produites par ses centrales à combustible fossile. Les systèmes de conditionnement des gaz de combustion installés en 1990 aux centrales de Lambton et de Nanticoke ont été améliorés de façon à permettre l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre sans que soit affectée la capture des cendres volantes présentes dans les gaz de cheminée. Les émissions acides ont été de 40 % inférieures à celles enregistrées en 1989, et de 21 % inférieures aux limites autorisées. Cette réduction s'explique par l'amélioration de l'équipement antipollution des centrales, le fléchissement de la demande d'électricité et l'augmentation de la production de type nucléaire.

Ontario Hydro a reçu l'autorisation du ministère de l'Environnement de l'Ontario d'installer des épurateurs à sa centrale de Lambton. Ces épurateurs permettront d'extraire le dioxyde de soufre des gaz produits lors de la combustion du charbon, et de réduire encore les émissions acides de la centrale. Le résidu obtenu, un sous-produit du gypse, peut être vendu comme matériau de construction. Les épurateurs installés sur les deux premiers groupes de la centrale devraient être mis en service en 1994.

À la centrale de Nanticoke, les travaux entrepris en 1990 pour transformer le bassin de décantation des cendres volantes en site de stockage à sec ont continué selon le calendrier prévu. Les caractéristiques du nouveau système, supérieures du point de vue de l'environnement, permettront de transformer davantage de cendres en sous-produits de construction ou de fabrication du ciment.

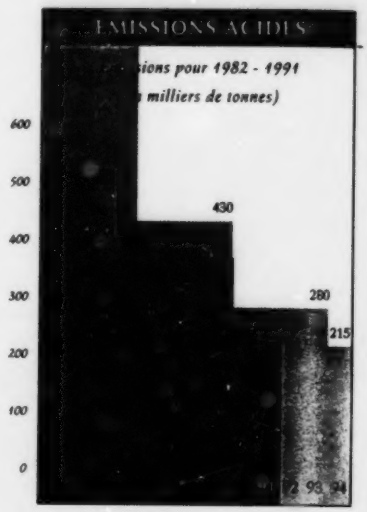
Ontario Hydro est membre du Great Lakes Regional Corporate Environmental Council (GLRCEC), qui regroupe des industries américaines et canadiennes ainsi que des groupes environnementaux de la région des Grands Lacs. En 1991, Ontario Hydro a participé à l'élaboration d'un plan et à la publication d'un rapport indiquant les mesures que pourraient prendre les particuliers et les entreprises pour économiser l'énergie et réduire la pollution atmosphérique.

La santé et la sécurité

Un accident mortel est survenu sur les lieux de travail en 1991. Six morts accidentelles avaient été déplorées en 1990. Il est essentiel qu'Ontario Hydro améliore ses résultats en matière de sécurité, et la Société fait tout son possible pour éviter tout accident mortel sur les lieux de travail.

L'amélioration de la sécurité des employés sur leurs lieux de travail est une priorité. En 1991, la Société s'est jointe aux groupements représentatifs de ses employés pour sensibiliser davantage son personnel à l'importance de la santé et de la sécurité sur les lieux de travail.

Ontario Hydro, le Syndicat canadien de la fonction publique, section 1000, et le corps représentatif des spécialistes et des cadres d'Ontario Hydro ont collaboré à l'élaboration d'un programme de formation et de certification des membres des comités de la



● *Niveaux autorisés*

La prolifération des moules zébrées constitue un problème sérieux pour les centrales d'Ontario Hydro situées sur les Grands Lacs et le fleuve St-Laurent. Les recherches se sont poursuivies en 1991 sur les possibilités de traitements non chlorés.

sécurité. Les membres de ces comités ont pour mission d'empêcher toute pratique dangereuse sur les lieux de travail. Le programme de formation, dont les modalités vont au-delà des conditions de certification requises par la loi, sera mis en oeuvre en 1992.

Des initiatives ont également été prises dans le domaine de la sécurité et de la santé du public, en collaboration avec plusieurs organismes externes. Ontario Hydro fait partie d'un regroupement de sociétés d'électricité, d'organismes de la santé et d'universités qui coordonne des études multidisciplinaires sur les effets nuisibles possibles de l'exposition aux champs électriques et magnétiques créés par les lignes électriques.

Ontario Hydro continue de travailler en association avec les forces policières, les services d'incendie et les organismes éducatifs afin de mieux faire connaître les dangers que comporte l'utilisation imprudente de l'électricité, ainsi que d'autres aspects de la sécurité du public.

L'amélioration de la santé et de la sécurité sur les lieux de travail est l'affaire de tous. Ontario Hydro travaille en collaboration avec ses employés et leurs représentants pour encourager l'adoption d'habitudes de travail sécuritaires.

Les nouvelles entreprises

En 1991, la direction Nouvelles entreprises d'Ontario Hydro a passé 76 nouveaux contrats dans plus de 25 pays. La direction a enregistré des produits de 49,9 millions de dollars et un bénéfice net de 5,6 millions de dollars.

Ces contrats ont représenté près de 3 millions de dollars de sous-traitance avec des consultants, des fabricants et des fournisseurs canadiens. Des contrats de licence relatifs à six procédés techniques ont été accordés à des entreprises ontariennes.

Ontario Hydro a fourni 80 % des stocks mondiaux de cobalt 60, isotope radioactif utilisé dans le traitement du cancer, la stérilisation des instruments médicaux et le traitement des déchets toxiques.

Les relations avec les autochtones

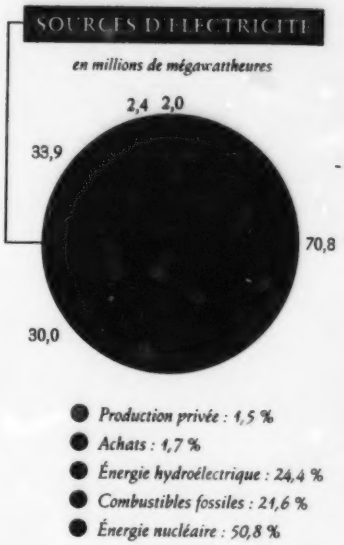
Le conseil d'administration d'Ontario Hydro a reconnu l'importance grandissante des relations avec les collectivités autochtones de la province en formant le Comité sur les affaires autochtones et du Nord. Ce comité examinera la politique et les programmes d'Ontario Hydro sous l'angle de leurs rapports avec les collectivités autochtones et les gens du Nord pour s'assurer que toute activité est compatible avec leurs intérêts. De plus, une nouvelle vice-présidence a été formée, la vice-présidence Affaires autochtones et Affaires du Nord, qui favorisera la participation de ces collectivités aux décisions les concernant.

En 1991, Ontario Hydro a suspendu les travaux de planification relatifs à la construction de six nouvelles centrales hydroélectriques sur les rivières Moose et Abitibi jusqu'à ce qu'un processus de planification bilatérale portant sur l'aménagement des sites hydrauliques de la région ait été approuvé par la population autochtone concernée.

Avec la mise en service de la génératrice diesel de Kingfisher Lake, localité située à quelque 500 kilomètres au nord de Thunder Bay, Ontario Hydro a étendu son réseau de distribution à 22 localités éloignées. Le personnel d'Ontario Hydro a également fait des présentations sur l'emploi sécuritaire de l'électricité et les économies d'énergie aux collectivités des premières nations de la région.

Ontario Hydro a assuré la participation des collectivités autochtones touchées par le projet d'interconnexion Ontario-Manitoba et par le projet d'expansion du réseau de transport à 500 kV au nord de Sudbury aux études d'évaluation environnementale effectuées sur ces projets. Des accords ont été conclus à cette fin avec le conseil tribal Wabun et les chefs du secteur Robinson-Supérieur.

Ontario Hydro travaille en concertation avec les groupes autochtones de la province afin de mieux comprendre leurs besoins. Une meilleure communication permet d'assurer que les décisions prises par Ontario Hydro sont compatibles avec les intérêts des autochtones.



Ontario Hydro répond à la demande de ses clients en fournissant de l'électricité provenant dans une large mesure de ses centrales nucléaires, hydroélectriques ou à combustible fossile.

En 1991, les centrales nucléaires ont fourni 50,8 % du volume total des livraisons primaires et secondaires d'électricité, comparativement à 43,3 % en 1990. Les centrales à combustible fossile ont fourni 21,6 % de ce total, contre 20,0 % l'an dernier, et les centrales hydroélectriques, 24,4 %, contre 26,7 % en 1990. Les achats, auprès de sociétés d'électricité voisines du Canada et des États-Unis, et auprès de producteurs privés, ont fourni respectivement 1,7 % et 1,5 % du total. Dans le cas des producteurs privés, leur apport a été quatre fois plus élevé en 1991 qu'en 1990.

Les centrales nucléaires

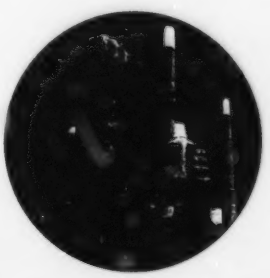
Les centrales nucléaires d'Ontario Hydro ont produit près de 71 millions de mégawattheures d'électricité en 1991, soit une hausse de 19 % par rapport à 1990. Le facteur d'utilisation des centrales – qui est une mesure de leur rendement d'exploitation – a été de 69,2 %; il avait été de 62,3 % en 1990.

Les centrales de Pickering B et de Bruce B, plus récentes, ont continué d'afficher un rendement satisfaisant en 1991, leur facteur d'utilisation combiné s'élevant à 89 %. Ce facteur est de 7 % plus élevé que celui affiché par les centrales A, plus anciennes, après la même durée de vie.

Les travaux de retubage et de remise à neuf du réacteur 3 de la centrale de Pickering A ont été réalisés en 26 mois, et le réacteur a été remis en service au cours du mois d'août. La durée des travaux a été considérablement moins longue que dans le cas des réacteurs 1 et 2 en raison principalement de l'expérience acquise lors des deux premiers retubages. Le retubage du réacteur 4 a débuté en août et devrait prendre un maximum de 19 mois. Ces travaux assureront le fonctionnement fiable et sécuritaire des réacteurs pendant encore de nombreuses années.

En mai, Ontario Hydro a engagé 854 millions de dollars dans un vaste projet de remise à neuf de la centrale de Bruce A qui s'échelonnera sur les huit prochaines années. Une fois ces travaux terminés, la centrale devrait pouvoir fonctionner avec un facteur d'utilisation de 85 % jusqu'à la fin de sa durée de vie, prévue en l'an 2018.

La tranche 1 de la centrale de Darlington a été arrêtée en mars 1991, pendant sa phase de mise en service, afin que soit effectuée une inspection dans la perspective d'un endommagement éventuel des grappes de combustible. Elle a été remise en marche en décembre et a atteint sa puissance maximale en janvier 1992, avant d'être de nouveau arrêtée pour inspection supplémentaire. Il est prévu que la tranche 1 sera déclarée en service au cours du deuxième semestre de 1992, et que les tranches 3 et 4 le seront respectivement au cours de 1992 et de 1993. La tranche 2 de la centrale de Darlington a été arrêtée en janvier 1991, après la découverte, en décembre 1990, de grappes de combustible endommagées. Bien que



Des échantillons d'eau sont prélevés sur le site de centrales hydroélectriques, nucléaires et à combustible fossile d'Ontario Hydro. Ces échantillons aideront le ministère de l'Environnement dans ses efforts d'élimination des déversements de substances toxiques dans les eaux ontariennes.

l'investigation ne soit pas terminée, la tranche 2 devrait être remise en service au cours du deuxième semestre de 1992.

Les centrales à combustible fossile

En 1991, les centrales à combustible fossile d'Ontario Hydro—Atikokan, Thunder Bay, Lakeview, Lambton, Nanticoke et Lennox—ont produit 30 millions de mégawattheures d'électricité, une hausse de 9,3 % par rapport à 1990. La centrale R. L. Hearn située à Toronto n'a pas produit d'électricité en 1991. Elle a par contre été utilisée pour régulariser les niveaux de tension dans la région de Toronto.

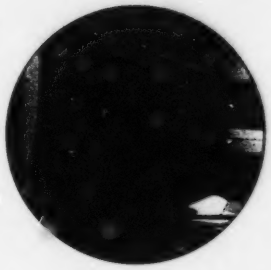
D'importants programmes de remise à neuf sont en cours aux centrales de Lakeview et de Lambton afin de remplacer des équipements vétustes, d'améliorer le rendement des centrales et de prolonger leur durée de vie.

À la centrale de Lakeview, on a terminé la rénovation du précipitateur du groupe 5. On a aussi installé, avec succès, des conditionneurs de gaz de combustion afin d'assurer une meilleure combustion du charbon à faible teneur en soufre. La remise à neuf du groupe 6 devrait se terminer au début de 1992, et celle des groupes 1 et 2, vers la fin de la même année.

La remise à neuf de la centrale de Lambton permettra à celle-ci de continuer de produire de l'électricité jusqu'en 2015. Les travaux débuteront sur le groupe 3 en mars 1992 pour se poursuivre jusqu'en 1996.

À la centrale de Nanticoke, un programme prévoyant la surveillance des équipements et leur remplacement selon les besoins a été approuvé en 1991. Les travaux de transformation du bassin de décantation des cendres volantes en site de stockage à sec se sont poursuivis avec la construction de quatre bâtiments de transfert des cendres, le parachèvement des ouvrages d'architecture et l'amorce de l'installation du système.

L'un des plus importants programmes d'enlèvement d'amiante jamais entrepris en Amérique du Nord a été réalisé à la centrale R. L. Hearn en 1991. Ce programme a suscité beaucoup d'intérêt de la part des autres sociétés d'électricité canadiennes.

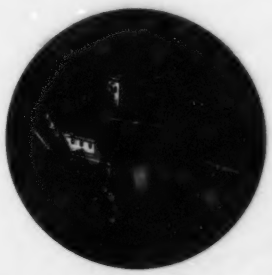


Ontario Hydro travaille sur un programme prévoyant la surveillance des équipements des centrales à combustible fossile et leur remplacement selon les besoins.

Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'Ontario Hydro ont produit près de 34 millions de mégawattheures d'électricité en 1991. Cette baisse de 7,3 % par rapport à 1990 est attribuable à la faible hydraulicité enregistrée pendant l'année. La puissance installée à la fin de l'exercice s'élevait à 7 183 mégawatts, soit une augmentation de 58 mégawatts, ou 0,8 %, par rapport à 1990. Ce total comprenait les deux mégawatts gagnés grâce à la rénovation de groupes hydroélectriques ainsi que les 56 mégawatts de la centrale de Smoky Falls.

Ontario Hydro a commencé les travaux de réaménagement de la centrale de Big Chute située sur la rivière Severn. Ceux-ci augmenteront la capacité de production de la centrale d'un maximum de 9 mégawatts.



La centrale de Smoky Falls, située près de Kapuskasing, ajoute 56 mégawatts à la capacité de production des centrales hydroélectriques d'Ontario Hydro.

À la centrale R. H. Saunders, on a mis au point un système informatique capable de modifier le fonctionnement de chaque groupe de façon à faire une utilisation optimale de l'eau. Un prototype opérationnel de ce système sera installé en 1992. Il devrait permettre d'accroître la production de la centrale de 12 000 mégawattheures par an.

Un rapport d'évaluation environnementale sur l'aménagement supplémentaire de la rivière Niagara (projet Sir Adam Beck 3) a été soumis au gouvernement de l'Ontario pour examen en 1991. Le gouvernement poursuit également l'étude des rapports portant sur les projets de la rivière Mattagami et de la centrale Little Jackfish, qui lui ont été remis en 1990.

L'aménagement du potentiel hydraulique de la province est l'une des composantes du plan de développement d'Ontario Hydro. La construction de la centrale Sir Adam Beck 3 est proposée dans le cadre du projet d'aménagement supplémentaire de la rivière Niagara.

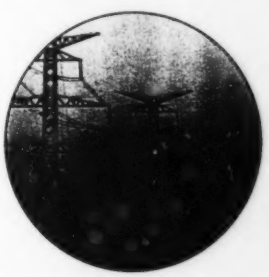
La production privée d'électricité

Les producteurs privés ont vendu quelque 2 millions de mégawattheures d'électricité à Ontario Hydro en 1991. Dix nouveaux projets de production privée, représentant un total de 153 mégawatts, ont vu le jour en 1991, et 16 autres étaient en chantier. Une fois terminés, ces projets porteront à 78 le nombre d'installations de production privée d'électricité en Ontario, et à 751 mégawatts leur apport au réseau d'Ontario Hydro. Cinq autres projets, d'une puissance combinée de 666 mégawatts, ont été approuvés en 1991, mais ceux-ci ne font pas encore l'objet de contrat.

En décembre, Ontario Hydro a informé les producteurs privés qu'elle suspendait temporairement son programme de production privée et qu'elle ne considérerait plus que les projets d'un maximum de cinq mégawatts. Ontario Hydro a pris cette décision à la lumière de la réévaluation à la baisse du besoin de nouvelles sources d'approvisionnement d'ici la fin du siècle.

En février 1992, après examen de la situation, Ontario Hydro a réouvert les discussions avec les promoteurs des treize projets (tous d'une puissance supérieure à cinq mégawatts) touchés par le moratoire. Ontario Hydro s'efforcera d'arriver à un accord avec les promoteurs sur le report des dates de mise en service, les nouvelles normes d'efficacité énergétique et des questions d'ordre technique.

Ontario Hydro continuera d'accepter les projets hydroélectriques de plus de cinq mégawatts qui font intervenir un processus établi d'approbation pour l'aménagement du site, dans la mesure où la contribution prévue au réseau local demeure faible, mais précieuse.



Le projet de grand transport du sud-ouest qui renforce la fiabilité du réseau et améliore la capacité d'interconnexion avec les réseaux voisins a été achevé en 1991.

Le réseau de transport

Ontario Hydro a continué d'étendre son réseau de transport et de distribution d'électricité en 1991. L'étape finale du projet de grand transport du sud-ouest de l'Ontario a été franchie lorsque la centrale de Nanticoke a été reliée au poste de transformation Longwood grâce à une ligne à 500 kilovolts. Les installations construites dans le cadre de ce projet facilitent l'acheminement de l'électricité produite à l'établissement nucléaire de Bruce dans le reste de la province, améliorant du même coup la fiabilité de l'approvisionnement dans le sud-ouest et la capacité d'interconnexion avec les réseaux voisins.

Afin d'assurer un meilleur approvisionnement aux grands centres urbains et industriels de la province, Ontario Hydro envisage la construction de nouvelles installations de transport entre Sudbury et Toronto. Des études de faisabilité et des analyses environnementales ont été réalisées dans le cadre de ce projet en 1991.

Ontario Hydro a mis sur pied un projet-pilote destiné à réduire les pertes sur le réseau de distribution grâce à la modification des équipements de transport partant des postes de distribution. Ce projet pourrait fournir 100 mégawatts supplémentaires au réseau.

Un autre projet, celui-là sur la standardisation des pièces utilisées dans les réseaux aériens de distribution, permettra à Ontario Hydro d'économiser jusqu'à 30 millions de dollars par an.

Un projet consistant à filmer sur bande vidéo toutes les lignes de transport à 115, 230 et 500 kilovolts du réseau a également été réalisé en 1991. Cet inventaire visuel du réseau de transport, qui sera complété en 1992, sera stocké sur disque à lecture laser et deviendra un outil de planification très précieux. Ontario Hydro a également accompli des progrès importants dans la mise au point d'un système à microprocesseur destiné à améliorer le rendement du réseau de transport.

En filmant sur bande vidéo toutes ses lignes de transport à 115, 230 et 500 kilovolts, et en stockant l'information sur un disque à lecture laser, Ontario Hydro se donne les moyens d'améliorer le programme d'entretien et la fiabilité de son réseau de transport, et de réduire les pertes de puissance.

L'amélioration continue de la qualité

Ontario Hydro a étendu son programme d'amélioration continue de la qualité (ACQ) lancé en 1990. Le but de ce programme est de favoriser l'esprit d'équipe au sein du personnel d'Ontario Hydro afin d'améliorer la productivité et de mieux répondre aux besoins de la clientèle.

En 1991, les initiatives prises par des centaines d'équipes ACQ ont eu des résultats très positifs sur la productivité, le rendement et la sécurité, en plus d'améliorer les relations entre la direction et le personnel.

Ontario Hydro a continué d'encourager une plus grande collaboration avec les représentants de ses employés afin de faciliter la résolution des différends. Ces efforts ont conduit à de meilleures relations avec les employés, ce qui s'est traduit par une amélioration de la productivité.

En décembre, Ontario Hydro et le Syndicat canadien de la fonction publique (SCFP), section 1000, se sont mis d'accord sur un processus permettant de déterminer l'utilisation des services contractuels. L'entente, qui devrait entrer en vigueur au début de 1992, prévoit que la responsabilité de la prise de décisions sera partagée par la direction et les délégués syndicaux.

Ontario Hydro a également adopté une approche décentralisée pour la mise en oeuvre de ses programmes d'amélioration continue de la qualité (ACQ). Afin d'assurer une interaction uniforme avec tous les délégués syndicaux de la Société, Ontario Hydro et le SCFP, section 1000, ont défini conjointement les principes directeurs s'appliquant aux équipes ACQ. Cette approche s'appliquera également aux négociations de la convention collective de 1992.

Les employés d'Ontario Hydro de l'ensemble de la province ont fait don de 1 340 000 $ à Centraide lors de la campagne de 1991, ce qui représente une augmentation de 14 % par rapport à 1990.

L'équité en matière d'emploi

En 1991, Ontario Hydro a poursuivi ses efforts dans le domaine de l'équité en matière d'emploi. Un spécialiste des questions d'équité touchant les autochtones a été engagé à plein temps, et chargé d'améliorer les relations de la Société avec les peuples autochtones et de traiter des questions liées à l'engagement d'autochtones.

Ontario Hydro a souligné le deuxième anniversaire du massacre de 1989 à l'École polytechnique de Montréal en annonçant sa participation, avec la Direction générale de la condition féminine de l'Ontario, à un programme de sensibilisation du monde du travail à la violence faite aux femmes.

Toujours en 1991, Ontario Hydro a terminé la mise en oeuvre de ses deux programmes d'équité salariale. L'objectif de ces programmes est d'accorder une rétribution égale aux hommes et aux femmes accomplissant un travail de valeur égale ou comparable. Le programme traitant des membres du SCFP, section 1000, couvre près de 19 000 employés occupant des emplois de bureau et des emplois techniques, ou travaillant dans les domaines de l'exploitation et de l'entretien. Approximativement 16 % de ces employés ont reçu des rajustements de salaire. Le rajustement moyen a été de 1,70 $/l'heure pour 1991, le coût total du programme s'élevant à 8,3 millions de dollars pour Ontario Hydro.

Le programme d'équité salariale traitant des cadres couvre quelque 9 000 employés non syndiqués. De ce nombre, 164 ont eu droit à un rajustement de salaire. Le rajustement moyen a été de 1,50 $/l'heure pour 1991, le coût total du programme s'élevant à 462 800 $.

Le prix Sir Adam Beck, la plus haute distinction pouvant être décernée par Ontario Hydro à un employé, a été remis à Larry Prevost en reconnaissance de sa contribution remarquable à la population de Sarnia et à Ontario Hydro.

Les distinctions internes

Le prix Sir Adam Beck, la plus haute distinction pouvant être décernée à un employé d'Ontario Hydro, a été remis à Larry Prevost, en 1991, pour sa contribution remarquable à la population de Sarnia et à Ontario Hydro. Ce prix est présenté par le président du conseil et le président de la Société.

Toujours en 1991, Ontario Hydro a présenté des distinctions Nouvelles technoiogies à 22 employés pour des initiatives qui se traduiront par des économies de 59,2 millions de dollars au cours des cinq prochaines années. Ontario Hydro a aussi reçu, dans le cadre de son programme TIPS, de nombreuses suggestions de ses employés. Les économies attendues de ces suggestions sont de l'ordre de 4,9 millions de dollars sur cinq ans.

POINTS SAILLANTS FINANCIERS

L'année 1991 a réservé sa part de défis à Ontario Hydro qui a encore dû composer avec une conjoncture économique et des conditions d'exploitation défavorables du fait de la récession, des compressions budgétaires et de la nécessité d'améliorer le rendement de ses installations de production. Compte tenu de ces facteurs, les résultats financiers de 1991 n'ont pas atteint les niveaux escomptés, bien que le bénéfice net se soit amélioré par rapport à 1990.

Le total des produits, en hausse de 659 millions de dollars par rapport à 1990, s'est élevé à 7 143 millions de dollars en 1991. Cette augmentation était avant tout le résultat d'une majoration moyenne des tarifs d'électricité de 8,6 %. Toutefois, la récession a continué d'influer sur la demande d'électricité de l'Ontario, limitant sa croissance à 1,2 % en 1991, après une chute de 3,5 % en 1990.

Le total des charges d'exploitation pour 1991, y compris les charges de financement, s'est établi à 6 939 millions de dollars, soit une hausse de 584 millions de dollars par rapport à 1990. Cet écart tenait essentiellement à l'impact sur toute la durée de l'exercice des charges additionnelles de financement et d'amortissement liées à la construction de la tranche 2 de la centrale de Darlington, qui est entrée en service en octobre 1990, ainsi qu'à l'accroissement des coûts liés aux programmes d'entretien et de rénovation.

Le bénéfice net pour 1991 a atteint 204 millions de dollars, 75 millions de dollars de plus que les 129 millions de dollars enregistrés en 1990.

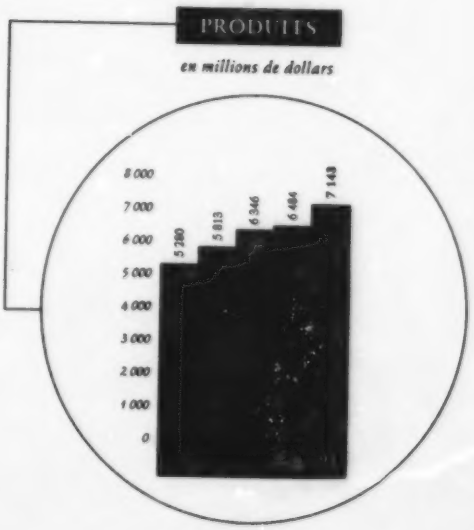
Les dépenses en capital destinées à l'investissement dans des immobilisations ont progressé de 390 millions de dollars pour atteindre 3 934 millions de dollars en fin d'exercice. Elles étaient dues aux travaux de construction des trois dernières tranches de la centrale de Darlington et aux rénovations effectuées sur les installations de production, de transport et de distribution.

Les liquidités provenant de l'exploitation et disponibles à l'investissement dans des immobilisations sont passées de 754 millions de dollars en 1990 à 1 381 millions de dollars en 1991. L'émission d'obligations a rapporté 5 787 millions de dollars en 1991. De ce montant, 4 220 millions de dollars, ou 72,9 %, ont été tirés de quatre émissions d'obligations en dollars canadiens sur le marché international. L'emprunt net pour 1991, après le remboursement de la dette, s'est élevé à 2 743 millions de dollars.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Les produits tirés de la vente de puissance et d'énergie primaires en 1991 se sont élevés à 7 081 millions de dollars, une hausse de 619 millions de dollars, ou 9,6 %, par rapport à 1990. Cette hausse découle principalement d'une majoration moyenne de 8,6 % du prix de l'électricité en 1991.



Les ventes d'électricité aux services municipaux de distribution, aux clients ruraux au détail et aux clients industriels directs ont atteint 130 964 millions de kilowattheures, soit 0,1 % de plus qu'en 1990. L'augmentation de 1,6 % du volume des ventes aux services municipaux a été presque entièrement annulée par le déclin, attribuable à la récession, des ventes aux clients ruraux au détail et aux clients industriels directs.

Les produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires, générés surtout par la vente d'électricité à des sociétés américaines d'électricité, ont augmenté de 40 millions de dollars par rapport à 1990 pour atteindre 62 millions de dollars à la fin de 1991. Cette augmentation, qui est le résultat d'une plus grande disponibilité de la production d'origine nucléaire, a contribué à diminuer le coût de l'électricité facturé aux clients de l'Ontario. De plus, elle n'a pas nui à la capacité d'Ontario Hydro

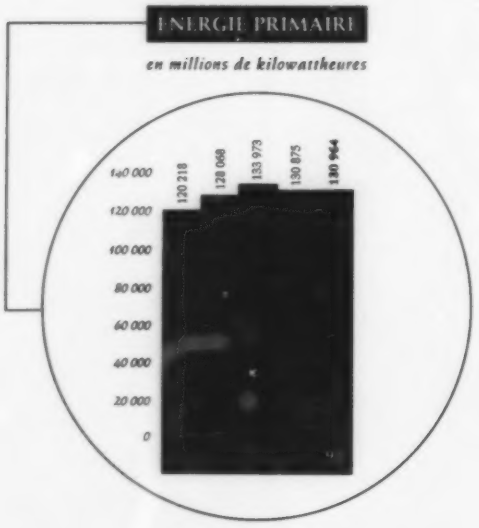
de maintenir les émissions acides de ses centrales en dessous des niveaux autorisés pour 1991. En 1990, Ontario Hydro avait limité ses ventes à l'exportation afin de maintenir les émissions acides de ses centrales en dessous des limites autorisées par le gouvernement provincial.

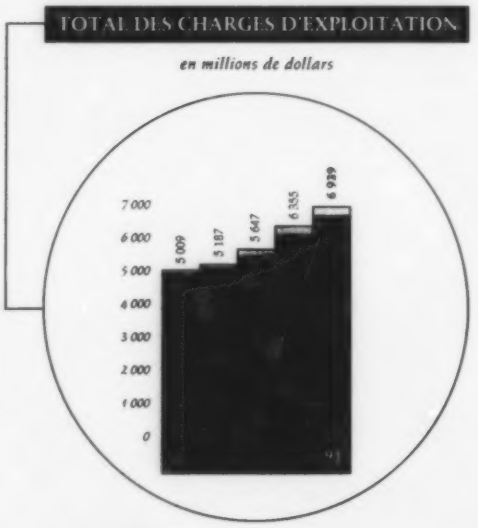
Total des charges d'exploitation

Le total des charges d'exploitation d'Ontario Hydro s'est élevé à 6 939 millions de dollars en 1991, 584 millions de dollars de plus qu'en 1990. Une large part de ce montant, soit approximativement 320 millions de dollars, tenait à l'impact sur toute la durée de l'exercice des charges liées à la construction de la tranche 2 de la centrale de Darlington, qui est entrée en service en octobre 1990. En effet, les charges de financement, d'amortissement, d'exploitation, d'entretien et d'administration associées à un nouveau groupe de production sont imputées aux résultats à compter de la mise en service du groupe en question. En outre, Ontario Hydro a continué d'investir dans l'entretien et la rénovation de ses installations de production et de transport vieillissantes afin d'assurer leur fiabilité à long terme. Ces investissements ont également contribué à l'augmentation des charges d'exploitation.

Exploitation, entretien et administration

En 1991, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont établies à 2 037 millions de dollars, soit une augmentation de 110 millions de dollars, ou 5,7 %, par rapport à 1990. Cette hausse s'explique essentiellement par l'augmentation des charges initiales d'exploitation liées au raccordement au réseau de la tranche 2 de la centrale de Darlington, ainsi que par l'accroissement des coûts des programmes d'entretien et de rénovation. Cette nouvelle tranche contribuera à réduire les charges de combustible et à décroître la dépendance d'Ontario Hydro à l'endroit d'autres sources d'approvisionnement plus coûteuses, et ce, pour toute la durée de vie de la tranche. Le rendement des installations de production, et en particulier le rendement des tranches nucléaires plus anciennes, accuse une baisse depuis quelques années. Toutefois, l'intensification des activités de rénovation a commencé à renverser cette tendance. En 1991, Ontario Hydro a dépensé quelque 179 millions de dollars pour des programmes de gestion de l'énergie. De ce montant, 88 millions de dollars ont été capitalisés, et 91 millions de dollars ont été imputés aux résultats. En 1990, quelque 103 millions de dollars avaient été dépensés pour le même type de programmes. De ce montant, 9 millions de dollars avaient été capitalisés et 94 millions de dollars avaient été imputés aux résultats. Les programmes et services offerts par Ontario Hydro dans le domaine de la gestion de l'énergie visent à aider les Ontariens et les Ontariennes





à faire une utilisation plus judicieuse de l'électricité. En plus d'encourager les consommateurs à tirer le maximum de l'énergie qu'ils consomment, ces initiatives contribuent à reporter le besoin de nouvelles installations de production.

Charges de combustible et charges connexes

En 1991, les charges de combustible, les charges connexes et les paiements de récupération en vertu de l'Accord nucléaire ont été de 15 % inférieurs à ceux de 1990.

Les charges de combustible pour le charbon, l'uranium, le mazout et les redevances d'eau versées à des parties autres que la province de l'Ontario se sont élevées à 1 128 millions de dollars en 1991, soit une hausse de 93 millions de dollars par rapport à 1990. Cette hausse résulte d'une augmentation de la production d'électricité. En 1991, Ontario Hydro a résilié les contrats de fourniture d'uranium à long terme passés avec Denison Mines Limited et Rio Algom Limited. Depuis la signature de ces contrats, à la fin des années 1970, le prix mondial de l'uranium a considérablement baissé. Ontario Hydro a pris la décision de restructurer son programme d'approvisionnement d'uranium afin de limiter l'augmentation des tarifs d'électricité dans les années à venir. En effet, les économies réalisées sur les achats ultérieurs d'uranium permettront de récupérer les coûts liés à la résiliation des contrats.

L'électricité achetée auprès de producteurs privés de l'Ontario et de sociétés d'électricité voisines a coûté respectivement 89 millions de dollars et 62 millions de dollars en 1991, soit une baisse globale de 326 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette baisse, qui s'explique par une augmentation de la production des centrales nucléaires d'Ontario Hydro, ne renverse toutefois pas la tendance, amorcée en 1989, qui fait d'Ontario Hydro un importateur net d'électricité. Ontario Hydro achète de l'électricité lorsque cela représente un avantage économique, et dans les périodes de demande de pointe et les cas d'urgence. Les achats d'électricité permettent aussi de restreindre les émissions acides. La limite autorisée par le gouvernement provincial pour ces émissions est passée de 430 000 tonnes en 1989 à 280 000 tonnes en 1991. On estime à 222 000 tonnes les émissions acides produites par les installations d'Ontario Hydro en 1991, ce qui est bien en deçà de la limite autorisée.

Montants perçus par le gouvernement provincial

Les montants perçus par le gouvernement provincial sont les paiements faits à la province de l'Ontario au titre de la garantie de la dette et des redevances d'eau.

Ontario Hydro doit payer à la province des frais annuels de garantie de dette s'élevant à 0,5 % de la dette totale garantie par la province de l'Ontario non réglée au 31 décembre de l'exercice précédent. Pour 1991, ces frais de garantie de dette se sont élevés à 147 millions de dollars, soit 14 millions de plus qu'en 1990.

Les redevances d'eau, paiements versés par Ontario Hydro pour l'utilisation des eaux provinciales dans ses centrales hydroélectriques, ont augmenté de 3 millions de dollars par rapport à 1990 pour atteindre 105 millions de dollars en fin d'exercice. La hausse, attribuable à la majoration des redevances, a été atténuée par une diminution de la production hydroélectrique.

En 1991, Ontario Hydro a également versé, à l'instar d'autres entreprises, des montants de l'ordre de 249 millions de dollars à divers organismes gouvernementaux. Ces montants consistaient en paiements aux municipalités en remplacement de taxes, en taxes de vente provinciale et fédérale, en primes à la Commission de l'assurance chômage, en contributions au Régime de pensions du Canada et en Impôt-santé des employeurs.

Amortissement

L'amortissement imputé aux résultats a atteint un total de 1 136 millions de dollars en 1991, soit 228 millions de dollars, ou 25,1 %, de plus qu'en 1990. Cette augmentation provient des frais d'amortissement pour les nouvelles installations de production, essentiellement la tranche 2 de la centrale de Darlington, ainsi que de la hausse des frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et autres frais d'enlèvement, notamment les coûts de déclassement.

Charges de financement

Les charges de financement comprennent les intérêts imputés aux résultats et les charges d'opérations de change. Les intérêts imputés aux résultats représentent les intérêts bruts diminués des intérêts capitalisés et des intérêts gagnés sur les placements. La capitalisation des intérêts liés aux éléments d'actif en construction permet de répartir équitablement les charges entre les clients actuels et futurs jusqu'à la mise en service des éléments d'actif. Les charges d'opérations de change représentent essentiellement l'amortissement des gains ou des pertes sur le montant en capital de la dette étrangère.

Les frais d'intérêts bruts se sont établis à 3 583 millions de dollars, une hausse de 379 millions de dollars, ou 11,8 %, par

rapport à 1990. Cette progression, qui est surtout liée à l'emprunt de fonds supplémentaires au cours de l'exercice pour financer les programmes de construction, a été en partie atténuée par l'effet, sur les paiements d'intérêt libellés en devises américaines, de l'appréciation relative du dollar canadien par rapport au dollar américain de même que par l'effet du refinancement, à des taux d'intérêt moins élevés, des emprunts échus au cours de l'exercice.

Les intérêts imputés aux résultats se sont établis à 2 234 millions de dollars en 1991, soit 431 millions de dollars, ou 23,9 %, de plus qu'en 1990. L'augmentation provient essentiellement des intérêts imputés aux résultats sur les emprunts associés à la tranche 2 de la centrale de Darlington, dont la mise en service a eu lieu en octobre 1990, et aux nouvelles installations mises en service en 1991.

Bénéfice net

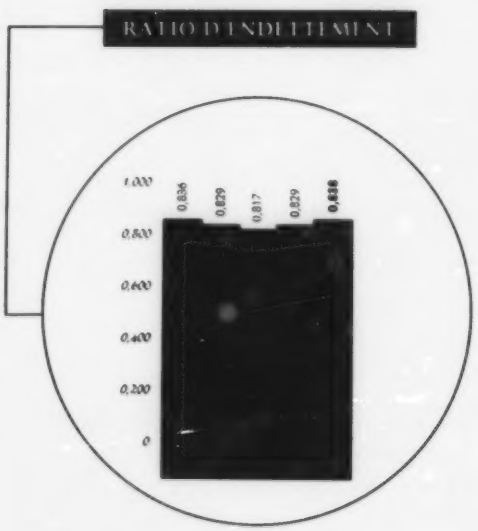
Ontario Hydro avait prévu un niveau relativement bas de bénéfice net pour 1991 de manière à limiter l'augmentation des prix de l'électricité. Elle avait aussi prévu un prélèvement sur la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités afin de permettre l'affectation au remboursement de la dette prévue par la loi. Le bénéfice net s'est élevé à 204 millions de dollars pour 1991, soit une augmentation de 75 millions de dollars par rapport aux 129 millions de dollars enregistrés en 1990; le bénéfice net enregistré pour 1991 est cependant inférieur au niveau escompté.

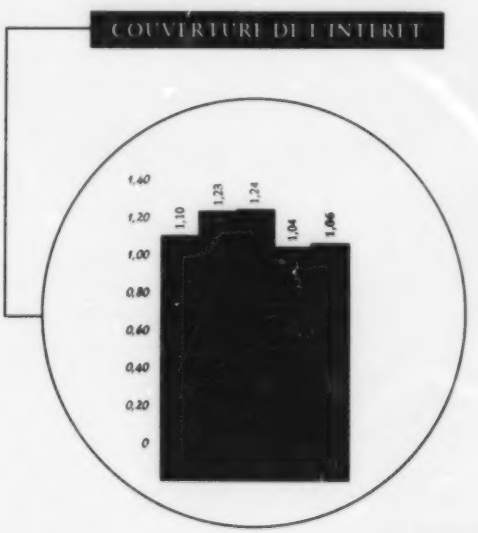
L'affectation au remboursement de la dette a été de 416 millions de dollars en 1991, et le prélèvement sur la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités, de 212 millions de dollars. En 1990, ces montants avaient été respectivement de 374 millions de dollars et 245 millions de dollars. Les capitaux propres d'Ontario Hydro ont augmenté d'un montant égal au bénéfice net de l'exercice, pour atteindre 6,6 milliards de dollars à la fin de 1991.

Indicateurs financiers

En vertu de la Loi sur la Société de l'électricité, Ontario Hydro doit inclure dans ses tarifs une provision pour le remboursement de la dette. La Loi permet aussi à Ontario Hydro d'incorporer à ses tarifs une provision pour fluctuations de tarifs et éventualités. Ensemble, ces montants contribuent aux capitaux propres d'Ontario Hydro et ils permettent à celle-ci de fonctionner comme une société financièrement autonome. Les deux principaux indicateurs financiers utilisés pour mesurer les résultats financiers d'Ontario Hydro sont le ratio de couverture de l'intérêt et le ratio d'endettement.

Le ratio de couverture de l'intérêt mesure la contribution du bénéfice net à la capacité d'Ontario Hydro de faire ses





paiements d'intérêts bruts. Une augmentation du ratio de couverture de l'intérêt indique un renforcement de la situation financière d'Ontario Hydro. Le ratio de couverture de l'intérêt a atteint 1,06 % en 1991, par rapport à 1,04 % en 1990, principalement grâce à l'augmentation du bénéfice net.

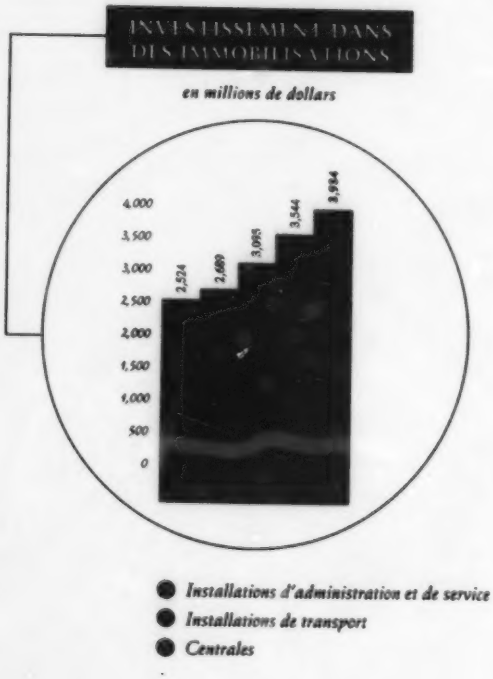
Le ratio d'endettement mesure le degré de financement de l'actif d'Ontario Hydro par la dette. Une réduction du ratio d'endettement indique un renforcement de la situation financière, car une augmentation relative des capitaux propres accroît la souplesse financière. À la fin de 1991, le ratio d'endettement était de 0,838, contre 0,829 à la fin de 1990, principalement à cause de l'augmentation nette de la dette à long terme utilisée pour aider au financement de l'investissement dans des immobilisations.

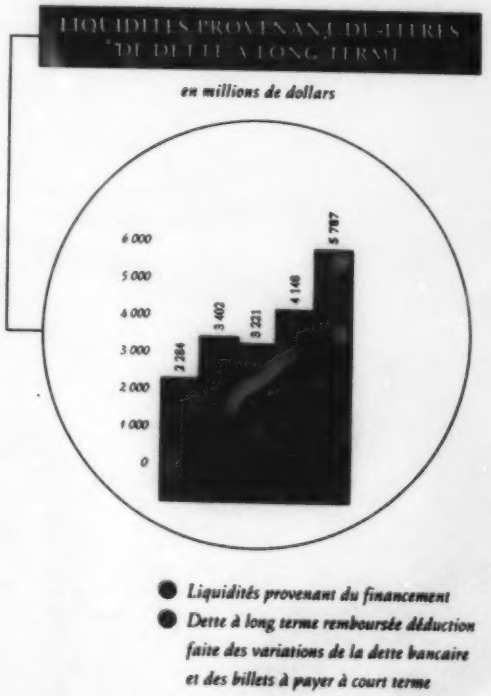
DÉPENSES EN CAPITAL ET FINANCEMENT

Investissement dans des immobilisations

Ontario Hydro investit dans des immobilisations pour faire face à la croissance prévue de la demande d'électricité et pour satisfaire aux exigences de la réglementation. Le total de l'actif de la Société atteignait 43 244 millions de dollars à la fin de 1991. De ce montant, 88,3 % se composait d'immobilisations en service ou en construction. Ce pourcentage relativement élevé reflète la nature à prédominance de capital des activités d'Ontario Hydro.

En 1991, l'investissement dans des immobilisations s'est élevé à 3 934 millions de dollars. De ce montant, 1 223 millions de dollars ont été affectés à la construction des tranches 1 et 3 de la centrale nucléaire de Darlington, dont la mise en service est prévue au cours du deuxième semestre de 1992, et de la tranche 4 de cette même centrale, dont la mise en service est prévue pour 1993. Les dépenses en capital de 1991 reflètent aussi l'accent qu'Ontario Hydro continue de mettre sur les investissements dans des installations de transport et de distribution destinés à maintenir la qualité et la fiabilité du service. En 1991, 917 millions de dollars ont été affectés à la construction d'installations majeures de transport et de distribution telles que les lignes de transport à 500 kilovolts du sud-ouest de la province. Également en 1991, 203 millions de dollars ont été affectés à la remise à neuf des centrales à combustible fossile de Lambton et de Lakeview.





Financement et marchés financiers

Les liquidités requises par Ontario Hydro pour financer l'investissement dans des immobilisations viennent de deux sources principales : l'exploitation et le financement externe par le biais d'emprunts. En 1991, l'exploitation a fourni 1 381 millions de dollars et les emprunts nets, 2 748 millions de dollars. L'augmentation de 627 millions de dollars enregistrée en 1990 pour les liquidités provenant de l'exploitation reflète une augmentation du bénéfice net et une diminution nette du fonds de roulement. Les liquidités provenant du financement sont constituées des liquidités provenant de l'émission de titres de dette à long terme et des variations de la dette bancaire et des billets à payer à court terme, moins les liquidités utilisées pour rembourser des titres de dette à long terme.

Le produit des obligations émises par Ontario Hydro en 1991, d'un montant de 5 787 millions de dollars, a été utilisé pour des dépenses en capital et le refinancement de titres de dette arrivant à échéance. Ontario Hydro a continué de diversifier ses accès aux grands marchés financiers. En 1991, Ontario Hydro a offert avec succès quatre émissions d'obligations en dollars canadiens sur le marché international, y compris la première émission sur le marché international d'obligations de 30 ans en dollars canadiens et une émission d'obligations de quarante ans à coupons zéro échéant en série. De plus, des émissions ont été offertes en eurodollars et en francs suisses. Toutes les émissions en devises de 1991 sont entièrement couvertes en dollars canadiens. Le taux d'intérêt moyen des émissions de 1991 est de 10,3 % et leur terme moyen, de 18 ans. En 1990, le produit des obligations émises s'était élevé à 4 148 millions de dollars; il s'agissait de 12 émissions en dollars canadiens et d'une émission en dollars américains entièrement couverte en dollars canadiens.

Des liquidités d'un montant de 1 650 millions de dollars ont été utilisées pour rembourser des titres de dette à long terme échéant en 1991, en comparaison de 1 633 millions de dollars en 1990. De plus, en 1991, des liquidités d'un montant de 1 394 millions de dollars ont été utilisées pour rembourser des titres de dette avant échéance. En 1990, aucun titre de dette n'avait été remboursé avant échéance. L'emprunt net pour 1991, après le remboursement de la dette à long terme, s'est élevé à 2 743 millions de dollars, par rapport à 2 515 millions de dollars en 1990.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Les produits d'Ontario Hydro devraient augmenter dans les prochaines années en conséquence de la croissance prévue de la demande et des tarifs d'électricité. Les prévisions actuelles d'Ontario Hydro indiquent que la demande d'électricité augmentera à un rythme lent en même temps que l'économie de l'Ontario se relèvera de la récession. Les augmentations du prix de l'électricité devraient être sensiblement supérieures au taux d'inflation, en dépit des efforts engagés par Ontario Hydro pour limiter ces augmentations.

Parmi les facteurs principaux de l'augmentation des tarifs d'électricité, on notera l'impact de la mise en service des trois dernières tranches de la centrale de Darlington, au cours d'une période où l'accroissement de la demande est faible. Même si la mise en service de ces trois tranches aura d'abord pour conséquence d'augmenter le total des charges d'exploitation d'une manière notable, elle aura des avantages à long terme grâce à une réduction des charges de combustible. Par ailleurs, l'accent sera mis sur l'amélioration du rendement des installations vieillissantes de production et de transport. Les programmes de rénovation actuellement en cours devraient se solder par une amélioration du rendement des installations concernées. Ontario Hydro a également mis sur pied un programme ambitieux de gestion de l'énergie à long terme et a l'intention de redoubler d'effort dans ce domaine au cours des prochaines années. Le programme de gestion de l'énergie d'Ontario Hydro aura des retombées positives à long terme pour les clients d'Ontario Hydro et l'environnement. Parmi ces retombées positives, on notera en particulier le report du besoin de nouvelles centrales. À court terme, cependant, des dépenses supplémentaires devront être engagées.

L'investissement dans des immobilisations devrait rester élevé, étant donné les activités associées aux projets de construction ou de rénovation d'installations de production et de transport. La Société a entrepris un vaste programme de rénovation visant à améliorer la fiabilité et l'efficacité du réseau existant. Dans certains cas, la réalisation de ces projets permettra de prolonger la durée de vie des installations concernées.

Le financement planifié d'Ontario Hydro devrait diminuer dans les années à venir en comparaison du niveau relativement élevé atteint en 1991. La situation à court terme des marchés financiers devrait être moins favorable que l'année passée, à cause de l'intensification prévue de la concurrence sur ces marchés. La Société a l'intention de continuer de développer son accès aux marchés financiers canadien et internationaux.

Les programmes d'amélioration de la performance combinés à la prévision d'une reprise économique en Ontario devraient se traduire par l'amélioration des résultats financiers d'Ontario Hydro dans les prochaines années.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION QUANT À LA PUBLICATION DES ÉTATS FINANCIERS DE LA SOCIÉTÉ

Les états financiers d'Ontario Hydro ci-joints sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les principales conventions comptables adoptées par Ontario Hydro sont décrites dans le résumé des principales conventions comptables ci-joint. La préparation d'états financiers nécessite l'utilisation d'estimations établies d'après le jugement de la direction, surtout dans le cas d'opérations influant sur l'exercice étudié mais ne pouvant être menées à terme avant un certain temps. Ces états financiers ont été dressés dans les limites raisonnables de l'importance relative et compte tenu de l'information disponible en date du 9 mars 1992. Les renseignements présentés ailleurs dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

La direction a recours à un système de contrôles internes en vue d'assurer, avec une certitude raisonnable, la protection des biens de la Société et la publication de renseignements financiers fiables au moment opportun. Ce système comprend des directives et des procédés stricts ainsi qu'une structure organisationnelle permettant une délégation appropriée de l'autorité et des responsabilités. Une fonction de vérification interne évalue régulièrement et de façon indépendante l'efficacité de ces contrôles internes et en fait rapport à la direction et au comité de vérification du conseil d'administration.

Les états financiers ont été vérifiés par Ernst & Young, vérificateurs externes indépendants nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil de l'Ontario. Les vérificateurs externes sont tenus d'exprimer leur opinion sur le fait de savoir si les états financiers sont présentés fidèlement, selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs décrit ci-dessous l'étendue de leur vérification et leur opinion.

Par le biais de son comité de vérification, le conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction assume ses responsabilités quant à la publication des états financiers et aux contrôles internes. Le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction, les vérificateurs internes et externes pour veiller à ce que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, et pour revoir les états financiers avant leur soumission au conseil d'administration pour approbation. Les vérificateurs externes ont directement et pleinement accès au comité de vérification, en présence ou non de la direction, afin de discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de l'information financière d'Ontario Hydro et quant à l'efficacité du système de contrôles internes.

Au nom de la direction,

Le président du conseil,

M. Ellison

Le premier vice-président, Finances,

E. V. Sunderland

Toronto, Canada,
le 9 mars 1992

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Au conseil d'administration d'Ontario Hydro,

Nous avons vérifié le bilan d'Ontario Hydro au 31 décembre 1991 et les états des résultats, des affectations accumulées au remboursement de la dette, de la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités et de la provenance des fonds investis dans des immobilisations de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière d'Ontario Hydro au 31 décembre 1991 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus.

Toronto, Canada,
le 9 mars 1992

Ernst & Young

Comptables agréés

ÉTATS FINANCIERS

RÉSUMÉ DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers ci-joints ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les principales conventions comptables adoptées par Ontario Hydro sont décrites ci-dessous.

Tarifs

En vertu des pouvoirs étendus dont elle est investie, Ontario Hydro assure la production et la distribution d'énergie électrique dans l'ensemble de la province. Son fonctionnement est régi par la Loi sur la Société de l'électricité et par la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.

La Loi sur la Société de l'électricité stipule que le prix payé par les municipalités doit permettre de couvrir les charges d'exploitation et d'entretien du réseau électrique, l'amortissement, les intérêts, et les sommes affectées au remboursement de la dette et à la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités. L'affectation au remboursement de la dette est le montant nécessaire, en vertu de la Loi, pour accumuler au cours d'une période de 40 ans un fonds d'amortissement égal à la dette engagée pour le coût des immobilisations en service. Quant aux sommes affectées à la réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités ou prélevées sur celle-ci, elles sont destinées à maintenir une situation financière saine et à minimiser les effets des fluctuations de tarifs.

En vertu des dispositions de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, toute modification de tarifs d'électricité proposée par Ontario Hydro doit faire l'objet d'une audience publique devant la Commission de l'énergie de l'Ontario, dans la mesure où cette modification concerne les services municipaux d'électricité, les clients industriels directs et, éventuellement, à la demande du ministre de l'Énergie, les clients ruraux au détail. La Commission soumet alors ses recommandations au ministre de l'Énergie. Après avoir pris connaissance de ces recommandations, le conseil d'administration d'Ontario Hydro fixe les tarifs d'électricité conformément à la Loi sur la Société de l'électricité.

Si le conseil d'administration précise son intention d'inclure dans les tarifs d'électricité futurs un montant lié à une certaine opération qui, selon les conventions comptables résumées ci-après, sera imputé ou crédité aux résultats de l'exercice en cours, ce montant est reporté et amorti sur les exercices ultérieurs, au fur et à mesure de son incorporation dans les tarifs.

Immobilisations

Les immobilisations en service sont les installations en exploitation et les installations de réserve hors exploitation. Les constructions en cours comprennent les immobilisations en construction et les réserves d'eau lourde constituées pour les centrales nucléaires en construction.

Les immobilisations sont capitalisées au prix coûtant, à savoir le coût des matériaux et de la main-d'oeuvre, les frais d'ingénierie et les charges générales, l'amortissement de l'équipement de construction, l'intérêt relatif aux constructions en cours et, dans le cas des nouvelles installations, les frais de formation du personnel d'exploitation. Dans le cas des installations de production, il faut ajouter le coût net de la mise en service qui est égal aux frais de démarrage diminués de la valeur de l'énergie produite par ces installations pendant la période de mise en service. Dans le cas des installations à groupes multiples, une fraction proportionnelle du coût des installations communes est attribuée à chaque groupe d'exploitation important mis en service. Le coût de l'eau lourde englobe les coûts directs liés à la production et les charges générales connexes, ainsi que les intérêts et l'amortissement des usines d'eau lourde et les coûts prévus d'enlèvement de ces installations. Les contrats de location, en vertu desquels Ontario Hydro jouit des avantages des biens loués et assume les risques inhérents à la propriété de ces biens, sont capitalisés.

Les intérêts sur les constructions en cours sont capitalisés à des taux voisins des taux moyens des emprunts à long terme contractés pour financer les immobilisations en construction (10,8 % en 1991; 10,8 % en 1990). Si le délai d'exécution d'un projet donné est prolongé et que les activités de construction se poursuivent, les intérêts sont capitalisés pendant la période de prolongation, pourvu qu'on puisse raisonnablement espérer que le projet sera achevé.

Si un projet est annulé ou reporté indéfiniment, et qu'il y ait peu de chances d'assister à une reprise des travaux, tous les coûts engagés, y compris les frais d'annulation, sont passés en charges.

Dans le cas des immobilisations mises hors service et réservées à un usage futur, dites installations de réserve hors exploitation, les coûts de la mise en réserve sont imputés aux résultats.

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations en service est amorti selon la méthode linéaire. Les taux d'amortissement applicables aux différentes catégories d'éléments d'actif sont déterminés d'après la durée d'utilisation prévue. Dans le cas des principales composantes des centrales nucléaires et à combustible fossile, on retient la plus courte des deux durées suivantes : la durée d'utilisation prévue de la composante en question ou la durée d'utilisation restante de l'ensemble de la centrale. Dans le cas des principales composantes des centrales hydroélectriques, on retient la durée d'utilisation prévue, variant entre 15 et 100 ans, de la composante en question. Les durées d'utilisation prévues des principales catégories d'éléments d'actif sont les suivantes :

Centrales – à combustible fossile	40 ans
– nucléaires	40 ans
Eau lourde	jusqu'en 2040
Installations de transport et de distribution	entre 15 et 60 ans
Installations de production d'eau lourde	20 ans
Installations d'administration et de service	entre 5 et 65 ans

La Société ayant opté pour la méthode d'amortissement par classes homogènes de valeurs actives, le coût de la mise hors service d'une immobilisation est, en règle générale, imputé à l'amortissement cumulé; par conséquent, aucun gain ni perte n'apparaît dans le compte des résultats. Toutefois, le gain réalisé ou la perte subie à la vente d'une immobilisation, de même que la perte causée par une mise hors service anticipée, sont imputés aux résultats de l'exercice auquel ils se rattachent, à titre de redressement de la dotation aux amortissements.

S'ils peuvent être estimés et s'ils sont suffisamment importants, les frais d'enlèvement d'immobilisations, à l'exception des installations de production d'eau lourde, diminués de la valeur résiduelle, peuvent faire l'objet de provisions imputées à la dotation uniforme aux amortissements sur une période correspondant à la durée d'utilisation restante des immobilisations en question. Dans le cas des installations de production d'eau lourde, les provisions pour frais d'enlèvement sont imputées aux coûts de production d'eau lourde selon la méthode linéaire sur la durée d'utilisation restante des installations. Par frais d'enlèvement, on entend les coûts prévus pour le déclassement des centrales nucléaires, des centrales à combustible fossile et des installations de production d'eau lourde, et pour le retrait de certains canaux de combustible de réacteurs nucléaires. Tous les autres frais d'enlèvement sont imputés à la dotation aux amortissements au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Les durées d'utilisation prévues des immobilisations sont revues régulièrement, tout comme les principales hypothèses qui servent de base aux évaluations concernant les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations. Les changements éventuels sont répercutés sur la durée d'utilisation restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les prix de l'électricité.

La méthode retenue pour l'amortissement des installations de réserve hors exploitation consiste à imputer toute réduction de valeur prévue à la dotation aux amortissements, de façon linéaire, sur la durée pendant laquelle on compte ne pas utiliser l'installation.

Acomptes non amortis sur la fourniture de combustible

Ontario Hydro a, dans les années passées, versé des acomptes en vertu d'accords à long terme de fourniture de combustible afin de couvrir les frais de démarrage engagés par les fournisseurs avant la fourniture du combustible. Les versements effectués et autres coûts connexes, notamment les intérêts, sont comptabilisés au titre d'acomptes non amortis sur la fourniture de combustible dans la mesure où les acomptes seront compensés par les livraisons futures de combustible. Ces acomptes sont par la suite amortis sur les stocks de combustible, au moment de la livraison du combustible.

Combustible pour la production d'énergie électrique

Cette rubrique comprend les coûts moyens des stocks de combustible consommé, la valeur attribuée à l'énergie produite pendant les périodes de mise en service et les provisions pour les frais d'évacuation du combustible nucléaire irradié au cours de la période. Le coût des stocks de combustible consommé comprend les achats de combustible, les frais de transport et de manutention, et l'amortissement des acomptes versés sur le combustible. Les frais de transport englobent les intérêts et l'amortissement du matériel ferroviaire d'Ontario Hydro. La valeur attribuée à l'énergie produite pendant les périodes de mise en service correspond au supplément de coût d'exploitation et de frais de combustible engagé pour produire la même quantité d'énergie dans les groupes de production remplacés par la mise en service. Les coûts d'évacuation du combustible nucléaire irradié au cours de la période sont imputés aux résultats, d'après une estimation des dépenses futures et des intérêts accumulés à la date prévue d'évacuation. Les dépenses prévues, les intérêts, les taux d'inflation et la date prévue d'évacuation sont révisés périodiquement. Les redressements requis par les rectifications apportées sont imputés aux résultats selon la méthode de dotation uniforme sur la période qui va de la première année au cours de laquelle ces modifications peuvent être répercutées sur les prix de l'électricité à la date prévue de la mise en service de l'installation d'évacuation.

Conversion des devises

L'actif et le passif monétaires à court terme en devises de la Société sont convertis en dollars canadiens d'après les taux de change en vigueur à la fin de l'exercice; les gains ou les pertes de change résultant de ces conversions sont crédités ou imputés aux résultats. La dette à long terme payable en devises est convertie en dollars canadiens d'après les taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Dans ce cas, les gains ou pertes de change non matérialisés sont reportés et inclus dans les charges non amorties de la dette, et ils sont amortis au cours des exercices suivants selon la méthode de dotation uniforme sur la durée de vie restante de la dette.

Les gains ou les pertes de change sur opérations de couverture de la dette à long terme payable en devises sont reportés et inclus aux charges non amorties de la dette. Les gains ou les pertes reportés liés aux remboursements du capital sont amortis selon la méthode de dotation uniforme jusqu'à l'échéance des remboursements du montant en capital ayant fait l'objet de couverture. Les gains ou les pertes reportés liés aux opérations de couverture sont amortis au cours des exercices pendant lesquels les couvertures rapportent un avantage.

Les gains ou les pertes de change au remboursement anticipé d'une dette à long terme sont reportés et inclus aux charges non amorties de la dette si le risque relatif à la devise de la dette remboursée n'est pas réduit à la suite du refinancement, dans la même devise, de cette dette. Ces gains ou pertes reportés sont amortis selon la méthode de dotation uniforme sur une période qui va jusqu'à la date initiale d'échéance de la dette remboursée. S'il y a réduction du risque relatif à la devise à la suite du remboursement anticipé de la dette, les gains ou pertes de change qui en résultent sont crédités ou imputés aux résultats.

Charges non amorties de la dette

Les charges non amorties de la dette comprennent les sommes non amorties liées aux gains ou aux pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de la dette à long terme libellée en devises, aux gains ou aux pertes de change sur les opérations de couverture, aux gains ou aux pertes de change au remboursement anticipé de la dette à long terme, aux escomptes ou primes à l'émission de la dette ou à l'acquisition de dette avant la date d'échéance, et aux escomptes ou primes liés aux opérations de couverture en devises.

Les escomptes ou primes à l'émission de la dette sont amortis sur une période qui va jusqu'à l'échéance de la dette. Les escomptes ou primes à l'acquisition de dette avant la date d'échéance sont amortis au cours de la période qui va de la date d'acquisition jusqu'à la date initiale d'échéance. Les escomptes ou primes sur opérations de couverture en devises des paiements de capital et d'intérêt sont crédités ou imputés aux résultats des exercices selon le terme de chaque opération.

Gestion de la demande

Les activités liées à la gestion de la demande entreprises par Ontario Hydro visent à encourager sa clientèle à faire une utilisation judicieuse de l'électricité. Les frais relatifs aux activités de gestion de la demande qui rapporteront, avec un degré raisonnable de certitude, des avantages futurs précis à Ontario Hydro sont reportés et amortis selon la méthode linéaire pendant les périodes au cours desquelles les avantages seront réalisés. Tous les autres frais sont imputés aux résultats au fur et à mesure qu'ils sont engagés. La durée des périodes de réalisation des avantages dont les coûts sont reportés est revue régulièrement. Les changements éventuels sont répercutés sur la durée restante de la période de réalisation des avantages, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les prix de l'électricité.

Accord nucléaire – récupération

Ontario Hydro, Énergie atomique du Canada limitée et la province de l'Ontario ont conclu un accord sur la construction et l'exploitation des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Pickering, la propriété de ces tranches revenant à Ontario Hydro. Énergie atomique du Canada limitée et la province de l'Ontario ont investi 258 millions de dollars, montant qui a été déduit de la valeur des immobilisations en service relativement aux tranches 1 et 2 de la centrale de Pickering. Jusqu'en 2003, Ontario Hydro devra verser mensuellement des paiements aux deux autres parties, au prorata de leur apport de capital. Ces paiements, dits «récupération», correspondent à l'avantage net d'exploitation procuré par l'énergie électrique produite par les tranches 1 et 2 de la centrale de Pickering, par rapport à l'énergie électrique produite par des groupes au charbon semblables aux groupes 1 et 2 de la centrale de Lambton.

Pendant la période d'arrêt des tranches 1 et 2 de la centrale de Pickering, de 1983 à 1988, pour le remplacement des tubes de force, le calcul de la récupération a donné lieu à des montants négatifs, qui ont été portés au crédit des comptes d'exploitation des exercices couverts par cette période. Les montants cumulés, intérêt compris, sont inclus dans les débiteurs à long terme. Depuis la remise en service de la dernière des deux tranches, les montants négatifs cumulés, intérêt compris, sont portés en réduction des récupérations payables à la province de l'Ontario et à Énergie atomique du Canada limitée pendant la durée restante de l'Accord nucléaire.

Régime de retraite

Le régime de retraite est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents d'Ontario Hydro. Aux fins comptables, les coûts découlant du régime sont déterminés de manière actuarielle à partir des hypothèses les plus probables établies par la direction sur les effets des événements futurs sur la valeur actuarielle actuelle des prestations constituées de retraite, et de l'évaluation de l'actif du régime de retraite à partir d'une moyenne de cinq ans de la valeur marchande. Les surplus et les déficits enregistrés par le régime sont amortis selon la méthode de dotation uniforme sur la durée moyenne prévue du reste de la carrière active des employés couverts par le régime de retraite d'Ontario Hydro.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils sont engagés à l'exception de ceux liés directement à la conception ou à la construction d'une installation donnée, qui sont capitalisés comme faisant partie de l'installation.

ÉTAT DES RÉSULTATS

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1991

en millions de dollars	1991	1990
Produits		
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires		
Services municipaux	**4 873**	4 373
Clients ruraux au détail	**1 397**	1 297
Clients industriels directs	**811**	792
	7 081	6 462
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires (note 1)	**62**	22
	7 143	6 484
Charges		
Exploitation, entretien et administration	**2 037**	1 927
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**1 128**	1 035
Achats de puissance	**151**	477
Accord nucléaire – Récupération	**(6)**	(15)
Montants perçus par le gouvernement provincial (note 2)	**252**	235
Amortissement (note 3)	**1 136**	908
	4 698	4 567
Bénéfice avant charges de financement	**2 445**	1 917
Charges de financement		
Intérêts (note 4)	**2 234**	1 803
Opérations de change	**7**	(15)
	2 241	1 788
Bénéfice net	**204**	129
Affectations (prélèvements)		
Remboursement de la dette	**416**	374
Fluctuations de tarifs et éventualités	**(212)**	(245)
	204	129

Voir le résumé des principales conventions comptables et les notes afférentes aux états financiers.

BILAN

au 31 décembre 1991

en millions de dollars	1991	1990
ACTIF		
Immobilisations (note 5)		
Immobilisations en service	**34 369**	32 497
Moins amortissement cumulé	**8 744**	7 823
	25 625	24 674
Constructions en cours	**12 545**	10 465
	38 170	35 139
Actif à court terme		
Débiteurs	**919**	751
Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique (note 6)	**1 342**	1 352
Matériaux et fournitures, au prix coûtant	**402**	398
	2 663	2 501
Autres éléments d'actif		
Charges non amorties de la dette	**252**	248
Acomptes non amortis sur la fourniture de combustible (note 7)	**81**	709
Frais reportés non amortis (note 8)	**858**	227
Coûts reportés découlant du régime de retraite	**515**	–
Frais reportés non amortis relatifs à la gestion de la demande	**94**	9
Débiteurs à long terme et autres éléments d'actif	**611**	540
	2 411	1 733
	43 244	39 373

Voir le résumé des principales conventions comptables et les notes afférentes aux états financiers.

en millions de dollars	1991	1990
PASSIF		
Dette à long terme (note 9)	**30 097**	27 701
Passif à court terme		
Dette bancaire (note 10)	**641**	622
Créditeurs et charges à payer	**876**	727
Billets à payer à court terme	**94**	108
Intérêts courus	**942**	768
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme	**2 063**	1 677
	4 616	3 902
Autres éléments de passif		
Créditeurs à long terme et charges à payer	**571**	230
Frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et l'évacuation du combustible irradié (note 11)	**1 341**	1 124
	1 912	1 354
ÉVENTUALITÉS (note 7)		
CAPITAUX PROPRES		
Affectations accumulées au remboursement de la dette	**4 716**	4 301
Réserve pour fluctuations de tarifs et éventualités	**1 776**	1 988
Contributions de la province de l'Ontario au titre de la construction rurale	**127**	127
	6 619	6 416
	43 244	39 373

Au nom du conseil d'administration,

Le président du conseil,

M. Eliesen

Le président,

Toronto, Canada
le 9 mars 1992

ÉTAT DES AFFECTATIONS ACCUMULÉES AU REMBOURSEMENT DE LA DETTE

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1991

	1991			1990
	Services municipaux	*District électrique (Clients ruraux au détail et clients industriels directs)*	*Total*	*Total*
en millions de dollars				
Solde au début de l'exercice	**2 974**	**1 327**	**4 301**	3 927
Affectation	**288**	**128**	**416**	374
Transferts et remboursements pour annexions par services municipaux	**14**	**(15)**	**(1)**	–
Solde à la fin de l'exercice	**3 276**	**1 440**	**4 716**	4 301

ÉTAT DE LA RÉSERVE POUR FLUCTUATIONS DE TARIFS ET ÉVENTUALITÉS

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1991

	1991					1990
	Provisions constituées dans l'intérêt de tous les clients	*Provisions constituées dans l'intérêt de certains groupes de clients*				
		Services municipaux	*Clients ruraux au détail*	*Clients industriels directs*	*Total*	*Total*
en millions de dollars						
Solde au début de l'exercice	**1 967**	**1**	**14**	**6**	**1 988**	2 233
Affectation (prélèvement)	**(209)**	**–**	**–**	**(3)**	**(212)**	(245)
Solde à la fin de l'exercice	**1 758**	**1**	**14**	**3**	**1 776**	1 988

Voir le résumé des principales conventions comptables et les notes afférentes aux états financiers.

ÉTAT DE LA PROVENANCE DES FONDS INVESTIS DANS DES IMMOBILISATIONS

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1991

en millions de dollars	**1991**	1990
Liquidités provenant de l'exploitation (note 12)	**1 381**	754
Liquidités provenant du financement		
Émission de titres de dette à long terme	**5 787**	4 148
Remboursement de la dette à long terme	**(3 044)**	(1 633)
	2 743	2 515
Variations des liquidités		
Dette bancaire – augmentation	**19**	266
Billets à payer à court terme – (diminution) augmentation	**(14)**	108
	5	374
Liquidités provenant du financement	**2 748**	2 889
Liquidités provenant de l'exploitation et du financement	**4 129**	3 643
Liquidités utilisées pour l'investissement dans d'autres éléments d'actif	**(773)**	(51)
Liquidités investies dans des immobilisations (note 12)	**3 356**	3 592

Voir le résumé des principales conventions comptables et les notes afférentes aux états financiers.

1. PUISSANCE ET ÉNERGIE SECONDAIRES

Les produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires représentent les 60 millions de dollars (20 millions de dollars en 1990) tirés de la vente d'électricité à des sociétés américaines d'électricité.

2. MONTANTS PERÇUS PAR LE GOUVERNEMENT PROVINCIAL

en millions de dollars	1991	1990
Redevances d'eau	**105**	102
Frais de garantie de dette	**147**	133
	252	235

Les montants perçus par le gouvernement provincial sont les montants qu'Ontario Hydro verse au gouvernement provincial de l'Ontario pour les frais de garantie de dette et les redevances d'eau.

Redevances d'eau

À la rubrique «Redevances d'eau», figurent les montants versés à la province de l'Ontario en contrepartie de l'usage de l'eau à des fins de production d'hydroélectricité.

Frais de garantie de dette

La province de l'Ontario a statué qu'Ontario Hydro devait payer à la province des frais annuels de garantie de dette s'élevant à 0,5 % de la dette totale garantie par la province non réglée au 31 décembre de l'exercice précédent.

3. AMORTISSEMENT

en millions de dollars		1991	1990
Amortissement des immobilisations en service		**991**	858
Amortissement des frais reportés		**39**	39
Frais d'enlèvement d'immobilisations		**140**	87
Autres frais d'enlèvement		**84**	38
		1 254	1 022
Moins :			
Amortissement imputé	– aux constructions en cours	**68**	59
	– à la production d'eau lourde	**50**	50
	– au combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	**2**	2
Autres		**(2)**	3
		118	114
		1 136	908

4. INTÉRETS

en millions de dollars	1991	1990
Intérêts sur obligations, billets et autres titres	3 462	3 096
Intérêts sur les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations et l'évacuation du combustible	121	108
	3 583	3 204
Moins :		
Intérêts imputés – aux constructions en cours	1 093	1 169
– à la production d'eau lourde	62	71
– au combustible utilisé pour la production d'énergie électrique	38	78
Intérêts gagnés sur placements	156	83
	1 349	1 401
	2 234	1 803

5. IMMOBILISATIONS

en millions de dollars	1991 *Immobilisations en service*	1991 *Amortissement cumulé*	1991 *Constructions en cours*
Centrales – hydroélectriques	2 172	714	473
– à combustible fossile	3 972	1 705	664
– nucléaires	14 184	2 561	8 935
Eau lourde	2 909	391	1 453
Transport et distribution	8 192	1 979	895
Installations de production d'eau lourde	1 129	603	–
Installations d'administration et de service	1 811	791	125
	34 369	8 744	12 545

en millions de dollars	1990 *Immobilisations en service*	1990 *Amortissement cumulé*	1990 *Constructions en cours*
Centrales – hydroélectriques	1 972	689	81
– à combustible fossile	3 992	1 630	527
– nucléaires	13 545	2 118	7 718
Eau lourde	2 907	340	1 181
Transport et distribution	7 349	1 797	839
Installations de production d'eau lourde	1 129	551	–
Installations d'administration et de service	1 603	698	119
	32 497	7 823	10 465

5. IMMOBILISATIONS *suite*

La majeure partie des constructions en cours au 31 décembre 1991 concernait le programme de construction de la centrale nucléaire de Darlington. Le coût des travaux de construction en cours associés à ce programme, y compris l'eau lourde, s'élevait à 9 482 millions de dollars au 31 décembre 1991 (8 268 millions de dollars en 1990).

La tranche 2 de la centrale de Darlington a été déclarée en service industriel en octobre 1990. En décembre 1990, l'examen d'un problème de rechargement du combustible a révélé que certaines grappes de combustible étaient endommagées. En conséquence, la tranche 2 a été arrêtée en janvier 1991 pour permettre une inspection plus complète et l'investigation du problème. Quoique cette investigation ne soit pas encore terminée, la tranche 2 devrait être remise en service au cours du deuxième semestre de 1992. La tranche 1 était dans sa phase de mise en service quand elle a été arrêtée en mars 1991 afin que soient effectués des essais ainsi qu'une inspection dans la perspective d'un endommagement éventuel des grappes de combustible. La tranche 1 a été remise en service en décembre 1991 et a atteint sa puissance maximale en janvier 1992, avant d'être de nouveau arrêtée pour inspection et essais supplémentaires. Il est prévu que les tranches 1 et 3 soient déclarées en service au cours du deuxième semestre de 1992. La tranche 4 devrait être mise en service en 1993. Une fois terminée, la centrale nucléaire de Darlington fournira 3 524 mégawatts de puissance sûre. Les coûts d'achèvement de ce programme sont estimés à 1 149 millions de dollars, ce qui comprend l'inflation et l'intérêt d'un montant d'environ 754 millions de dollars. Compte tenu des incertitudes liées aux longs délais d'exécution des travaux et aux dates prévues de mise en service, ces coûts sont sujets à modification.

6. COMBUSTIBLE UTILISÉ POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

en millions de dollars	1991	1990
Stocks – uranium	773	733
– charbon	483	518
– mazout	86	101
	1 342	1 352

7. ACOMPTES NON AMORTIS SUR LA FOURNITURE DE COMBUSTIBLE

en millions de dollars	1991	1990
Uranium – Rio Algom Limited	68	399
– Denison Mines Limited	13	310
	81	709

Il y a plusieurs années, Ontario Hydro a conclu des contrats à long terme avec Rio Algom Limited (Rio Algom) et Denison Mines Limited (Denison) pour la fourniture d'uranium.

Rio Algom Limited : En juin 1991, Ontario Hydro et Rio Algom se sont entendues pour modifier leur contrat à long terme de fourniture d'uranium (le contrat Rio Algom). Les modifications comprennent une réduction des prix s'appliquant à la livraison de concentrés uranifères entre 1991 et 1996. De plus, Ontario Hydro et Rio Algom se sont entendues pour annuler le contrat Rio Algom à compter du 31 décembre 1996. À l'expiration du contrat Rio Algom, Rio Algom n'est pas tenue de rembourser les acomptes non recouvrés faits par Ontario Hydro relativement aux frais de démarrage, et Ontario Hydro est tenue de payer les coûts d'annulation liés à la mine, y compris les coûts associés à la fermeture de la mine. Ontario Hydro fera des contributions d'un total de 65 millions de dollars pendant la période comprise entre 1991 et 1993, dans le cadre du Programme de développement économique de la région d'Elliot Lake, mis en place par le gouvernement provincial (programme d'Elliot Lake). Les acomptes non recouvrés à l'expiration du contrat Rio Algom et les frais connexes, les coûts estimés d'annulation liés à la mine et les contributions au programme d'Elliot Lake sont estimés à un total

7. ACOMPTES NON AMORTIS SUR LA FOURNITURE DE COMBUSTIBLE *suite*

de 448 millions de dollars. Ce montant ne sera pas imputé directement aux résultats de 1991, car le conseil d'administration, en vertu des pouvoirs dont il est investi pour fixer les tarifs, a déterminé que ce montant serait reporté et amorti sur les tarifs de façon linéaire entre 1994 et 2003 (voir note 8).

Denison Mines Limited : En avril 1991, Ontario Hydro a avisé Denison, conformément aux clauses du contrat, que leur contrat de fourniture d'uranium à long terme (le contrat Denison) serait annulé à compter du 1er janvier 1993. À l'annulation du contrat Denison, Denison n'est pas tenue de rembourser les acomptes non recouvrés faits par Ontario Hydro relativement aux frais de démarrage. Les acomptes non recouvrés à la date effective de l'annulation du contrat Denison et les frais connexes sont estimés à 269 millions de dollars. Ce montant ne sera pas imputé directement aux résultats de 1991, car le conseil d'administration, en vertu des pouvoirs dont il est investi pour fixer les tarifs, a déterminé que ce montant serait reporté et amorti sur les tarifs de façon linéaire pendant la période comprise entre 1992, première année où ces coûts peuvent être reflétés dans les tarifs, et 2001 (voir note 8).

En novembre 1991, Denison a soumis à Ontario Hydro une déclaration contenant une estimation de la facture globale proposée pour la fourniture d'uranium à Ontario Hydro en 1992. Cette proposition contient un montant supplémentaire important reflétant l'amortissement et les autres coûts qui, de l'avis de Denison, découlent d'une révision de la durée de vie prévue de sa mine d'uranium d'Elliot Lake, suite à l'annulation du contrat par Ontario Hydro et à la décision de Denison de fermer la mine. Ontario Hydro a informé Denison que sa déclaration ne satisfaisait pas à l'obligation qu'a Denison de fournir une estimation valide du coût de production d'une livre de concentré uranifère pour 1992. La position prise par Denison aurait pour résultat des charges supplémentaires estimées à plus de 300 millions de dollars pour la fourniture d'uranium en 1991 et 1992. Le 30 janvier 1992, Ontario Hydro a intenté une action contre Denison à la Cour de l'Ontario (Division générale) pour contester le bien-fondé de ces charges et demander au tribunal de statuer sur certains aspects du contrat Denison eu égard à ce différend. Par la suite, le 27 février 1992, Denison, en invoquant le fait que le différend devait être soumis à arbitration conformément au contrat Denison, a demandé au tribunal de prendre une ordonnance suspendant l'action d'Ontario Hydro. Il est impossible à l'heure actuelle de déterminer comment le différend sera résolu, et aucune provision n'a donc été inscrite aux états financiers d'Ontario Hydro relativement aux montants en litige.

8. FRAIS REPORTÉS NON AMORTIS

en millions de dollars	1991	1990
Usine d'eau lourde de Bruce D	74	111
Centrale de Wesleyville	4	7
Contrats de fourniture de mazout	29	58
Entente d'achat de charbon	34	51
Contrats de fourniture d'uranium	717	–
	858	227

Les frais reportés non amortis sont les montants que le conseil d'administration a décidé, en vertu des pouvoirs dont il est investi pour fixer les tarifs, de reporter et d'amortir de façon linéaire sur les tarifs d'électricité pendant un nombre déterminé d'années.

Suite à la décision prise par Ontario Hydro en 1991 de modifier le contrat de fourniture d'uranium à long terme passé avec Rio Algom Limited, et d'annuler le contrat de fourniture d'uranium à long terme passé avec Denison Mines Limited, 592 millions de dollars ont été transférés des «Acomptes non amortis sur la fourniture de combustible» (voir note 7).

En 1991, 40 millions de dollars et 46 millions de dollars (39 millions de dollars et 46 millions de dollars en 1990) ont été imputés respectivement à l'amortissement et au poste «Combustible utilisé pour la production d'énergie électrique».

9. DETTE À LONG TERME

en millions de dollars	1991	1990
Obligations et billets à payer	**32 098**	29 292
Autre dette à long terme	**62**	86
	32 160	29 378
Moins la tranche de la dette échéant à moins d'un an	**2 063**	1 677
	30 097	27 701

L'encours des obligations et billets à payer, exprimé en dollars canadiens, est ventilé ci-dessous par année d'échéance et monnaie de paiement.

	1991				1990	
Année d'échéance	*Encours en capital*			*Taux moyen pondéré du coupon*	*Encours en capital*	*Taux moyen pondéré du coupon*
	Dollars canadiens	*Devises*	*Total*		*Total*	
		en millions de dollars		*en pourcentage*	*en millions de dollars*	*en pourcentage*
1991	–	–	–		1 653	
1992	**1 139**	**898**	**2 037**		2 021	
1993	**2 799**	**41**	**2 840**		2 800	
1994	**1 323**	**562**	**1 885**		1 927	
1995	**1 836**	**735**	**2 571**		2 697	
1996	**2 461**	**164**	**2 625**		–	
1 - 5 ans	**9 558**	**2 400**	**11 958**	**10,8**	11 098	11,0
6 - 10 ans	**6 734**	**1 127**	**7 861**	**10,4**	6 531	10,0
11- 15 ans	**1 782**	**370**	**2 152**	**10,8**	3 509	11,2
16 - 20 ans	**3 403**	**2 192**	**5 595**	**10,5**	5 281	10,4
21 - 25 ans	**648**	**534**	**1 182**	**11,8**	1 873	13,2
26 ans et plus	**3 350**	–	**3 350**	**10,4**	1 000	10,9
	25 475	**6 623**	**32 098**	**10,6**	29 292	10,8
Monnaies de paiement :						
Dollars canadiens			**25 475**		22 446	
Dollars US			**6 496**		6 846	
Francs suisses			**127**		–	
			32 098		29 292	

9. DETTE À LONG TERME *suite*

Le capital et les intérêts des obligations et des billets à payer sont détenus ou garantis par la province de l'Ontario.

Les obligations et les billets à payer en dollars US comprennent les obligations d'Ontario Hydro d'une valeur de 4 292 millions de dollars (5 056 millions de dollars en 1990) détenues par la province de l'Ontario et dont les échéances sont identiques à celles des titres de la province de l'Ontario émis aux États-Unis pour le compte d'Ontario Hydro.

Ontario Hydro a pris des dispositions financières afin que les taux d'intérêt soient déterminés avant les émissions d'obligations futures. Au 31 décembre 1991, Ontario Hydro s'était engagée à vendre 717 millions de dollars d'obligations du gouvernement canadien en 1992 (néant en 1990).

Ontario Hydro a pris des dispositions financières afin de couvrir une partie de son risque de change lié à la dette à long terme. Ces dispositions concernent des contrats de change à terme, des contrats de troc de devises et des contrats d'options sur devises. Au 31 décembre 1991, les contrats de change à terme portaient sur 2 834 millions de dollars US (1 128 millions de dollars US en 1990), au cours moyen pondéré en dollars canadiens de 1,22 (1,27 en 1990). Ces contrats de change à terme couvrent des paiements de capital et d'intérêt totalisant 1 567 millions de dollars US exigibles en 1992 et des paiements de capital et d'intérêt totalisant 1 267 millions de dollars US exigibles entre 1993 et 1998. Des contrats de troc de devises portant sur des paiements de capital et d'intérêt d'un total de 897 millions de dollars US et de 261 millions de francs suisses restaient à exécuter au 31 décembre 1991 (850 millions de dollars US en 1990). De ce montant, 60 millions de dollars US et 11 millions de francs suisses sont exigibles en 1992, et 837 millions de dollars US et 250 millions de francs suisses sont exigibles de 1993 à 2001. Des contrats d'option donnant le droit à Ontario Hydro d'acheter 135 millions de dollars US restaient à exécuter au 31 décembre 1991 (néant en 1990).

Autre dette à long terme

			1991	1990
	Année d'échéance	*Taux d'intérêt*		
		en pourcentage	*en millions de dollars*	*en millions de dollars*
Solde à payer à Énergie atomique du Canada limitée sur l'achat de l'usine d'eau lourde de Bruce A	1992	7,8	**24**	47
Contrat de location capitalisé pour l'édifice du siège social, payable en dollars US	2005	8,0	**38**	39
			62	86

Les remboursements, en capital seulement, de la dette mentionnée ci-dessus s'élèveront à 34 millions de dollars au cours des cinq prochains exercices. La tranche payable à moins d'un an représente 26 millions de dollars (24 millions de dollars en 1990).

10. DETTE BANCAIRE

La dette bancaire comprend des marges de crédit bancaire à court terme d'un montant de 600 millions de dollars. Ces marges de crédit sont non garanties et portent intérêt approximativement au taux de base canadien.

11. FRAIS À PAYER POUR L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET L'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ

en millions de dollars	1991	1990
Frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations		
– frais de déclassement	**376**	330
– frais d'enlèvement des canaux de combustible	**347**	278
	723	608
Frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié	**618**	516
	1 341	1 124

Frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations

Ces frais comprennent les coûts de déclassement des centrales nucléaires, des centrales à combustible fossile et des installations de production d'eau lourde à la fin de leur durée d'utilisation, et les coûts d'enlèvement de certains canaux de combustible de réacteurs nucléaires qui seront probablement remplacés au cours de la durée d'utilisation des réacteurs nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour évaluer les frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations sont les suivantes :

- déclassement des centrales nucléaires entre 2042 et 2065 fondé sur un démantèlement reporté (démantèlement après remisage, avec surveillance pendant 30 ans après l'arrêt des réacteurs), et distance de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation;
- démantèlement des usines de production d'eau lourde de Bruce A, B et D entre 1995 et 2005;
- taux d'intérêt variant jusqu'en 2065 entre 9 % et 11 % (1990 : entre 9 % et 10 %);
- taux d'inflation variant jusqu'en 2065 entre 4 % et 7 % (1990 : entre 4 % et 7 %);
- enlèvement des canaux de combustible de la tranche 4 de la centrale nucléaire de Pickering A entre 1991 et 1993 (1990 : tranches 3 et 4 entre 1989 et 1992); des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Bruce A entre 1993 et 1999 (1990 : entre 1993 et 1999), et des tranches 3 et 4 de cette même centrale entre 2002 et 2010 (1990 : entre 2002 et 2010); des tranches de la centrale nucléaire de Pickering B entre 2012 et 2017 (1990 : entre 2012 et 2017); des tranches de la centrale de Bruce B entre 2014 et 2019 (1990 : entre 2014 et 2019); et des tranches de la centrale de Darlington entre 2019 et 2024 (1990 : entre 2019 et 2024).

Compte tenu des variations possibles des facteurs présentés ci-dessus et des méthodes utilisées pour le déclassement et l'enlèvement des canaux de combustible, ces estimations sont sujettes à révision.

Frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié

Les principales hypothèses utilisées pour évaluer les frais à payer pour l'évacuation du combustible irradié sont les suivantes :

- date prévue de mise en service des installations d'évacuation du combustible nucléaire irradié : 2025 (1990 : 2025);
- distance de transport entre les centrales nucléaires et les installations d'évacuation : 1 000 kilomètres;
- taux d'intérêt jusqu'à la date d'évacuation : entre 9 % et 11 % (1990 : entre 9 % et 10 %);
- taux d'inflation jusqu'à la date d'évacuation : entre 4 % à 7 % (1990 : entre 4 % et 7 %).

Compte tenu des incertitudes liées aux techniques d'évacuation et aux facteurs mentionnés ci-dessus, ces estimations sont sujettes à modification.

12. ÉTAT DE LA PROVENANCE DES FONDS INVESTIS DANS DES IMMOBILISATIONS

L'état de la provenance des fonds investis dans des immobilisations retrace l'investissement dans des immobilisations des liquidités provenant des activités d'exploitation et de financement, et les effets des variations des créditeurs et des charges à payer afférentes à l'investissement dans des immobilisations au cours de l'exercice. Cet état met en évidence les fonds investis dans des immobilisations à la lumière du niveau actuel des activités de construction d'Ontario Hydro dont le financement est fourni par deux sources : les liquidités provenant de l'exploitation et les liquidités provenant du financement. Les liquidités provenant du financement représentent les liquidités provenant de l'émission de titres de dette à long terme, moins les remboursements de la dette à long terme, et les effets des variations des liquidités qui sont définies comme étant l'encaisse et les placements à court terme, moins la dette bancaire et les billets à payer à court terme.

Les liquidités provenant de l'exploitation, et la comparaison de l'investissement dans des immobilisations avec les fonds investis dans des immobilisations sont résumées ci-dessous.

en millions de dollars	1991	1990
Liquidités provenant de l'exploitation		
Bénéfice net	**204**	129
Éléments ne nécessitant aucun mouvement de fonds au cours de l'exercice		
Amortissement	**1 136**	908
Amortissement des gains et pertes de change	**(22)**	(48)
Provision pour frais d'évacuation du combustible irradié	**45**	35
Autres	**42**	121
	1 405	1 145
Variations du fonds de roulement hors caisse et des créditeurs à long terme afférentes à l'exploitation – (augmentation)	**(24)**	(391)
Liquidités provenant de l'exploitation	**1 381**	754
Investissement dans des immobilisations		
Comparaison des variations des immobilisations au cours de l'exercice, et de l'investissement dans des immobilisations et des fonds investis dans des immobilisations pour l'exercice :		
Variations des immobilisations	**3 031**	2 777
Amortissement des immobilisations en service	**991**	858
Moins amortissement imputé à la production d'eau lourde et aux constructions en cours	**(119)**	(108)
	872	750
Valeur comptable nette des immobilisations vendues ou mises hors service	**31**	17
Investissement dans des immobilisations	**3 934**	3 544
Variations des créditeurs et charges à payer relatives à l'investissement dans des immobilisations – (augmentation) diminution	**(578)**	48
Fonds investis dans des immobilisations	**3 356**	3 592

13. RETRAITE, ASSURANCE ET SOINS MÉDICAUX

Les programmes d'avantages sociaux destinés aux employés d'Ontario Hydro comprennent les régimes de retraite, d'assurance-vie collective et d'invalidité à long terme. L'actif de ces régimes ainsi que l'évolution de l'actif au cours de l'exercice figurent dans les états financiers de la caisse de retraite et d'assurance et ils ne sont pas inclus dans les états financiers d'Ontario Hydro.

Régime de retraite

En juin 1991, Ontario Hydro et le syndicat des employés d'Ontario Hydro (OHEU), section 1000 du Syndicat canadien de la fonction publique, (le syndicat) sont parvenus à un accord relativement aux demandes de redressement financier concernant les contributions effectuées par la Société en 1965, de 1980 à 1985, et de 1987 à 1989. Conformément à cet accord, Ontario Hydro accepte de payer au régime de retraite un montant supplémentaire de 228 millions de dollars, plus l'intérêt payable sur ce montant au taux de rendement de la caisse de retraite du 1er janvier 1991 à la date de paiement. Le corps représentatif des spécialistes et des cadres d'Ontario Hydro a accepté les termes de l'accord. L'homologation de l'accord par le tribunal, obtenue en novembre 1991, fait que l'entente lie les bénéficiaires actuels et passés du régime de retraite, ainsi que leurs ayants droit. Ontario Hydro a depuis versé les 228 millions de dollars plus intérêt au régime de retraite. Le montant payé a été imputé au poste «Coûts reportés découlant du régime de retraite» du bilan, dont le solde représente la différence cumulative existant entre les contributions annuelles et les coûts annuels découlant du régime de retraite. Ontario Hydro et le syndicat ont aussi convenu de s'en référer aux tribunaux quant au litige restant, qui concerne la gestion du régime de retraite.

Les coûts découlant du régime de retraite ont été de 143 millions de dollars en 1991 (165 millions de dollars en 1990). En 1991, quelque 94 millions de dollars (124 millions de dollars en 1990) des coûts découlant du régime de retraite ont été imputés aux résultats et 49 millions de dollars (41 millions de dollars en 1990) ont été capitalisés.

Les coûts découlant du régime de retraite pour 1991 ont été déterminés de manière actuarielle aux fins comptables à partir des hypothèses les plus probables suivantes, lesquelles tiennent compte de la nature à long terme du régime de retraite :

- taux utilisé pour actualiser la valeur des prestations futures – 8,75 % (1990 : 8,50 %);
- taux utilisé pour évaluer les frais d'intérêt – 8,75 % (1990 : 8,50 %);
- taux utilisé pour évaluer le rendement du capital investi : 9,75 % (1990 : 8,50 %);
- taux d'évolution des salaires – 5,75 % (1990 : 5,75 %);
- taux utilisé pour évaluer les améliorations des prestations de retraite visant à compenser en partie l'effet de la hausse du coût de la vie – 3,75 % (1990 : 3,75 %);
- durée moyenne du reste de la carrière active des employés – 16 ans (1990 : 16 ans).

D'après ces hypothèses, la valeur actuarielle actuelle des prestations constituées était estimée à 5 430 millions de dollars au 31 décembre 1991 (4 756 millions de dollars en 1990), et l'actif du régime de retraite, à 5 227 millions de dollars (4 489 millions de dollars en 1990) selon une moyenne de cinq ans de la valeur marchande.

13. RETRAITE, ASSURANCE ET SOINS MÉDICAUX *suite*

Régime d'assurance-vie collective

L'actif du régime d'assurance-vie collective s'élevait au 31 décembre 1991 à 4 millions de dollars (13 millions de dollars au 31 décembre 1990). Cet actif est utilisé depuis le 1er avril 1986 pour payer la part de l'employé et de l'employeur des primes d'assurance de tous les employés membres du régime, et ce, jusqu'à son épuisement.

Régime collectif de soins médicaux

Ontario Hydro offre un régime collectif de soins médicaux à ses employés. En 1991, le coût de ce régime a été de 42 millions de dollars (37 millions de dollars en 1990).

Autres prestations versées aux employés retraités

Outre les prestations de retraite, Ontario Hydro verse les prestations prévues par les régimes collectifs d'assurance-vie et de soins médicaux à ses employés à la retraite et, dans certains cas, au conjoint survivant et aux personnes à charge non mariées de ses anciens employés. Les coûts des prestations relatives aux régimes collectifs d'assurance-vie et de soins médicaux sont imputés aux résultats au fur et à mesure qu'ils sont engagés. En 1991, le coût de ces prestations s'est élevé à 14 millions de dollars (12 millions de dollars en 1990).

14. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

En 1991, quelque 145 millions de dollars de frais de recherche et de développement ont été imputés aux résultats, et 20 millions ont été capitalisés (respectivement 148 millions et 16 millions de dollars en 1990).

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	1991	1990	1989	1988	1987
en millions de dollars					
Produits					
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires					
Services municipaux	**4 873**	4 373	4 209	3 824	3 441
Clients ruraux au détail	**1 397**	1 297	1 256	1 103	968
Clients industriels directs	**811**	792	790	730	675
	7 081	6 462	6 255	5 657	5 084
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires	**62**	22	91	156	196
	7 143	6 484	6 346	5 813	5 280
Charges					
Exploitation, entretien et administration	**2 037**	1 927	1 534	1 354	1 150
Combustible et connexes	**1 273**	1 497	1 363	1 190	1 223
Montants perçus par le gouvernement provincial	**252**	235	177	91	85
Amortissement	**1 136**	908	845	811	723
	4 698	4 567	3 919	3 446	3 181
Bénéfice avant charges de financement	**2 445**	1 917	2 427	2 367	2 099
Charges de financement					
Intérêts bruts	**3 583**	3 204	3 016	2 845	2 744
Intérêts capitalisés	**(1 193)**	(1 318)	(1 175)	(1 012)	(978)
Revenu de placement	**(156)**	(83)	(144)	(93)	(64)
Opérations de change	**7**	(15)	31	1	126
	2 241	1 788	1 728	1 741	1 828
Bénéfice net	**204**	129	699	626	271
Situation financière					
Total de l'actif	**43 244**	39 373	36 277	34 358	32 657
Immobilisations	**38 170**	35 139	32 362	29 975	27 986
Dette à long terme	**30 097**	27 701	25 141	24 240	23 862
Capitaux propres	**6 619**	6 416	6 287	5 588	4 962
Fonds autogénérés					
Liquidités provenant de l'exploitation	**1 381**	754	1 705	1 368	1 204
Liquidités provenant du financement	**2 748**	2 889	1 330	1 350	1 397
Liquidités investies dans des immobilisations	**3 356**	3 592	2 992	2 673	2 452
Investissement dans des immobilisations	**3 934**	3 544	3 095	2 689	2 524
Indicateurs financiers					
Couverture de l'intérêt[1]	**1,06**	1,04	1,24	1,23	1,10
Ratio d'endettement[2]	**0,838**	0,829	0,817	0,829	0,836
en millions de kilowattheures					
Ventes d'énergie primaire[3]					
Services municipaux	**93 623**	92 116	93 715	89 607	84 058
Clients ruraux au détail	**18 988**	19 444	19 767	18 365	16 599
Clients industriels directs	**18 353**	19 315	20 491	20 096	19 561
	130 964	130 875	133 973	128 068	120 218
Ventes d'énergie secondaire[3]	**2 123**	577	2 292	5 019	6 515
Énergie et puissance					
Puissance de pointe installée *en mégawatts*[4]	**32 333**	31 350	30 271	30 333	30 080
Demande de pointe primaire de décembre *en mégawatts*	**22 933**	21 785	23 630	23 012	20 524
Énergie primaire disponible *en millions de kilowattheures*[5]	**136 966**	136 744	140 770	134 395	126 455

	1991	1990	1989	1988	1987
Nombre de clients primaires[1]					
Services municipaux	**311**	314	315	316	316
Clients ruraux au détail	**925 397**	918 568	894 485	863 049	835 937
Clients industriels directs	**118**	119	116	107	108
en cents par kilowattheure du total des ventes d'énergie					
Produits moyens[1]					
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie primaires					
Services municipaux	**5,205**	4,747	4,491	4,268	4,094
Clients ruraux au détail	**7,883**	7,352	6,801	6,361	6,248
Clients industriels directs	**4,419**	4,100	3,855	3,633	3,451
Tous clients primaires confondus	**5,419**	5,024	4,715	4,453	4,268
Produits provenant de la vente de puissance et d'énergie secondaires	**2,920**	3,813	3,970	3,108	3,008
Toutes classifications confondues	**5,419**	5,001	4,702	4,402	4,203
en pourcentage					
Augmentations moyennes des tarifs					
Services municipaux	**8,7**	6,1	5,0	4,7	5,2
Clients ruraux au détail	**8,7**	5,3	5,9	4,4	6,6
Clients industriels directs	**7,8**	5,6	6,0	5,2	5,6
Tous clients primaires confondus	**8,6**	5,9	5,3	4,7	5,5
en cents par kilowattheure d'énergie produite					
Charges moyennes[2,4]					
Centrales hydroélectriques					
Exploitation, entretien et administration	**0,299**	0,271	0,275	0,270	0,276
Redevances d'eau	**0,338**	0,303	0,287	0,274	0,285
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**0,424**	0,373	0,389	0,386	0,465
	1,061	0,947	0,951	0,930	1,026
Centrales nucléaires					
Exploitation, entretien et administration	**1,033**	1,100	0,739	0,623	0,508
Uranium	**0,502**	0,490	0,458	0,453	0,481
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**2,756**	2,631	2,241	2,078	2,193
	4,291	4,221	3,438	3,154	3,182
Centrales à combustible fossile					
Exploitation, entretien et administration	**0,839**	0,899	0,600	0,530	0,488
Charbon, gaz et mazout	**2,388**	2,479	2,217	2,258	2,600
Amortissement, frais de garantie de dette et charges de financement	**1,489**	1,274	0,931	0,918	0,933
	4,716	4,652	3,748	3,706	4,021
Nombre moyen d'employés					
Permanents	**28 396**	26 821	25 147	24 543	24 066
Non permanents[7]	**7 389**	9 653	8 929	7 930	8 081

1 La couverture de l'intérêt représente le bénéfice net plus les intérêts sur les obligations, les billets et les autres titres de dette, divisés par les intérêts sur les obligations, les billets et les autres titres de dette.

2 Le ratio d'endettement représente la dette (obligations et billets à payer, billets à court terme à payer, autres dettes à long terme, frais à payer pour l'enlèvement d'immobilisations, frais d'évacuation du combustible irradié et dette bancaire moins les gains et pertes de change non amortis) divisée par la dette plus les capitaux propres.

3 Les montants de 1991 sont provisoires.

4 La puissance de pointe installée représente les puissances nominales continues à pleine charge de tous les groupes de production et inclut les installations de réserve hors exploitation : 1 581 mégawatts en 1991; 1 581 mégawatts en 1990; 2 169 mégawatts en 1989; 2 169 mégawatts en 1988 et 2 067 mégawatts en 1987. Elle comprend aussi les contrats d'achat de puissance ferme nette.

5 L'énergie primaire disponible représente les ventes d'énergie primaire plus les pertes dues au transport et l'énergie utilisée pour la production d'eau lourde et pour les projets de production d'électricité.

6 Les charges moyennes par kilowattheure représentent les frais attribuables à la production, mais excluent ceux liés aux activités de transport, de distribution et d'administration de la Société. Ces montants reflètent les coûts comptables historiques de l'exploitation des installations et l'énergie réelle produite par ces installations pendant l'exercice.

7 La majorité des employés non permanents font partie des métiers de la construction.

SOMMAIRE DES STATISTIQUES DES CINQ DERNIERS EXERCICES
CLIENTS DESSERVIS PAR ONTARIO HYDRO ET LES SERVICES MUNICIPAUX ASSOCIÉS DE LA PROVINCE

	1991[1]	1990	1989	1988	1987
en milliers					
Total des clients					
Résidentiel	**3 170**	3 129	3 064	2 958	2 868
Agricole	**105**	105	105	106	106
Commercial et industriel	**421**	420	408	392	377
	3 696	3 654	3 577	3 456	3 351
en kilowattheures par client					
Utilisation annuelle moyenne					
Résidentiel	**11 500**	11 668	11 856	11 588	11 019
Agricole	**23 944**	23 945	24 762	24 795	23 547
Commercial et industriel	**207 000**	212 193	225 103	224 705	220 834
en cents par kilowattheure					
Produits moyens[2]					
Résidentiel	**7,24**	6,68	6,25	5,99	5,73
Agricole	**7,34**	6,80	6,44	6,14	5,89
Commercial et industriel	**5,68**	5,22	4,88	4,62	4,40
Tous secteurs confondus	**6,12**	5,67	5,29	5,03	4,79

1 Les chiffres de 1991 sont provisoires.
2 Comprend l'aide versée aux clients en milieu rural.

DMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Mary Jane Ashley
Toronto
Directrice, département de médecine préventive et de biostatistique, université de Toronto

J.A. Gordon Bell
Thornhill
Vice-président du conseil, Ontario Hydro
Président délégué du conseil et chef adjoint de la direction, La Banque de Nouvelle-Écosse

David B. Brooks
Ottawa
Directeur associé, Centre de recherches pour le développement international

Michael Cassidy
Ottawa
Président, The Ginger Group Consultants

Marc Eliesen
Toronto
Président du conseil, Ontario Hydro

James S. Hinds
Sudbury
Hinds and Sinclair, Barristers and Solicitors

Alan R. Holt
Toronto
Président, Ontario Hydro

Adèle M. Hurley
Toronto
Présidente, Perley & Hurley Ltd.

John E. Kennedy
Thunder Bay
Ancien vice-président, Midland Walwyn Capital Inc.

R. Mohan Mathur
London
Doyen, faculté d'ingénierie, université Western Ontario

Elmer McVey
Sudbury
Ancien président du conseil, Sudbury Hydro-Electric Commission

Anne A. Noonan
Ottawa
Directrice, Relations autochtones, Raymond, Chabot, Martin, Paré & Cie

Joseph R. O'Brien
St. Catharines
Président, St. Catharines Paving Ltd.

O. John C. Runnalls
Toronto
Professeur émérite, génie nucléaire et études sur l'énergie, université de Toronto

Richard E. Cavanagh
Scarborough
Président du conseil, Scarborough Public Utilities Commission
(jusqu'au 30 avril 1991)

F. Tom Cowan
Mount Brydges
Agriculteur, Chimo Farms Ltd., et vice-président, Cold Springs Group of Companies
(jusqu'au 30 avril 1991)

Robert C. Franklin
Toronto
Président du conseil et président-directeur général, Ontario Hydro
(jusqu'au 1er septembre 1991)

Albert G. Hearn
Agincourt
Ancien vice-président canadien, Union internationale des employés des services
(jusqu'au 1er février 1992)

Barbara A. Heidenreich
Toronto
Directrice exécutive, Institut canadien du droit et de la politique de l'environnement
(jusqu'en septembre 1991)

John E. Hood
Toronto
Vice-président du conseil, Stelco Inc.
(jusqu'au 30 avril 1991)

Geraldine A. Kenney-Wallace
Toronto
Rectrice et vice-chancelière, université McMaster
(jusqu'au 30 avril 1991)

Alexander J. MacIntosh
Toronto
Blake, Cassels and Graydon Barristers and Solicitors
(jusqu'en juillet 1991)

Gaston Malette
Timmins
Président du conseil et président-directeur général, Malette Inc.
(jusqu'au 30 avril 1991)

DIRIGEANTS

Président du conseil d'administration
Marc Eliesen

Vice-président du conseil
J.A. Gordon Bell

Président
Alan R. Holt

Premiers vice-présidents

Ted H. Burdette
Finances

Sam G. Horton
Affaires autochtones et Affaires du Nord

Arvo Niitenberg
Exploitation

Norm Simon
Gestion de l'énergie et Affaires générales

Linda Jolson
Ressources humaines
(à compter du 7 mars 1992)

Vice-présidents

Dane MacCarthy
Environnement et Planification d'ensemble

John Matthew
Gestion immobilière

Hal Wright
Régions

Joe Walters
Exploitation thermique

Elgin Horton
Exploitation nucléaire

Al Kupcis
Approvisionnements et Planification du réseau
(à compter du 1er février 1992)

(vacant)
Gestion de l'information et Services du milieu de travail

Dee Parkinson
Approvisionnement et Services
(jusqu'au 22 septembre 1991)

Don Anderson
Conception et Construction

Ron Bartholomew
Affectations spéciales

Lawrence E. Leonoff
Avocat en chef et secrétaire général

Trésorier
Felix P. Chee

DIRECTEURS RÉGIONAUX

Région centrale

Gord Sanford
5760, rue Yonge
Willowdale (Ontario)
M2M 3T7

Région est

Dave Mills
420, rue Dundas est
Belleville (Ontario)
K8N 5C3

Région nord-est

Vipin Suri
590, Graham Drive
C.P. 3060
North Bay (Ontario)
P1B 8L4

Région nord-ouest

Larry Doran
34, rue Cumberland nord
Thunder Bay (Ontario)
P7A 4L5

Région ouest

David Drinkwalter
1075, Wellington Road
London (Ontario)
N6E 1M1

COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Finances

M. Eliesen *(président)*
J.A.G. Bell
A.R. Holt
J.S. Hinds
E. McVey
J.R. O'Brien

Vérification

M. Cassidy *(président)*
M. Eliesen
J.E. Kennedy

Ressources de la direction

J.A.G. Bell *(président)*
M. Cassidy
M. Eliesen
E. McVey

Consultation technique

O.J.C. Runnalls *(président)*
D.B. Brooks
M. Eliesen
A.R. Holt
R.M. Mathur

Responsabilité sociale

M.J. Ashley
M. Eliesen
R.M. Mathur
J.R. O'Brien

Gestion de la caisse de retraite et d'assurance

J.S. Hinds *(président)*
E.H. Burdette
M. Eliesen
A.R. Holt
O.J.C. Runnalls

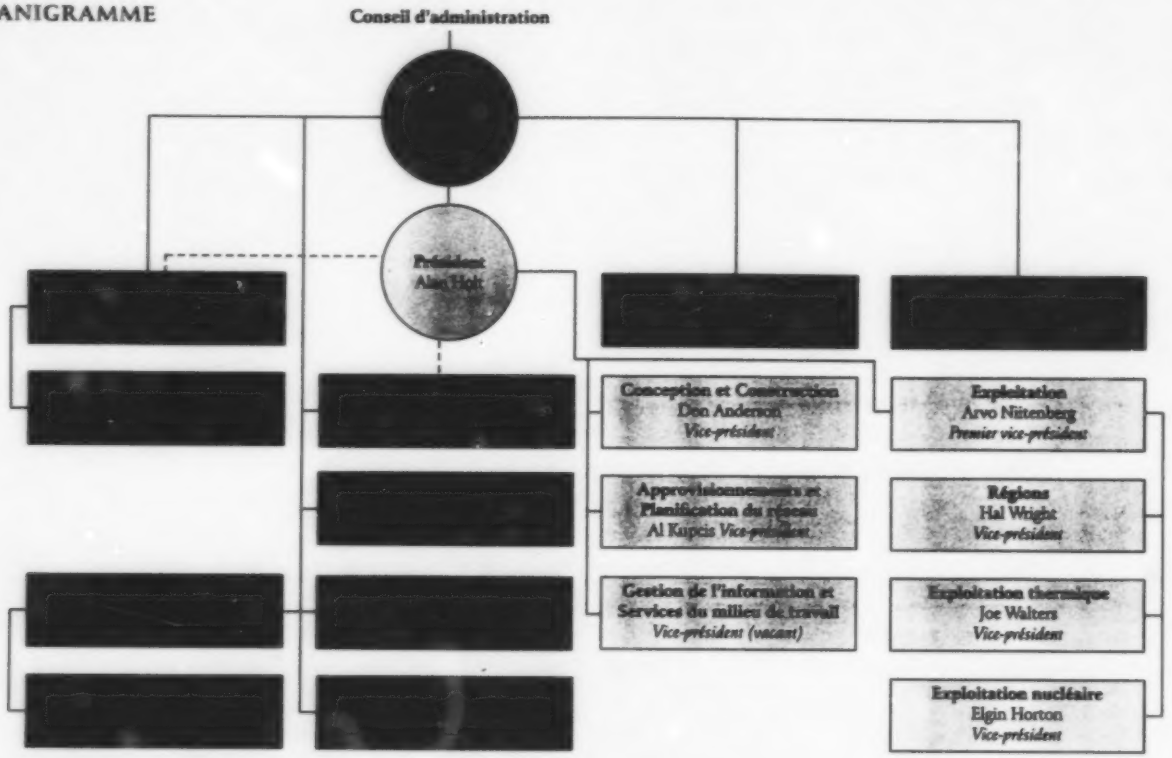
Environnement

A.M. Hurley *(présidente)*
D.B. Brooks
M. Eliesen
J.E. Kennedy

Affaires autochtones et Affaires du Nord

A.A. Noonan *(présidente)*
M.J. Ashley
M. Eliesen

ORGANIGRAMME



Vice-présidence Finances

Ian Russell
Directeur, Planification financière et Information comptable

Bruce Bennett
Contrôleur, direction du Contrôle

Felix Chee
Trésorier, direction de la Trésorerie

Peter de Auer
Directeur, Caisse de retraite

Vice-présidence Ressources humaines

Bob Popple
Directeur, Santé et Sécurité

Susan Wright
Directrice, Efficacité organisationnelle

Margaret Butteriss
Directrice, Planification et Intégration

Bill O'Neill
Directeur, Relations avec le personnel

Morty Moorthy
Directeur, Rémunération et Avantages sociaux

Etta Wharton
Directrice, Équité en matière d'emploi

Vice-présidence Gestion de l'énergie et Affaires générales

Susan Jones
Directrice, Services de création et de communication

Dave Comissiong
Directeur, Gestion des programmes

Jerry McIntyre
Directeur, Soutien aux programmes et Services

Chris Charlton
Directeur, Planification et Affaires générales

Vice-présidence Environnement et Planification d'ensemble

Gerry O'Hearn
Directeur (par intérim) Élaboration des programmes d'ensemble

Carole Burnham
Directrice, Environnement

Don Mills
Directeur, Recherche

Mitch Rothman
Économiste en chef, Études économiques et Prévisions

Vice-présidence Conception et Construction

Hugh Irvine
Directeur, Études et Développement – Production

Ray Brown
Directeur, Études et Développement – Transport

Garth Leader
Directeur, Construction et Services

John McCredie
Chef des projets, centrale de Darlington

Brian Churchill
Chef des projets, Centrales nucléaires en service

John Oreskovich
Chef des projets, Centrales thermiques en service

Jim Stoyan
Chef des projets, centrale de Lakeview

Dave Heath
Chef des projets (par intérim), Projets hydrauliques

Vice-présidence Approvisionnements et Planification du réseau

Doug Smith
Directeur, Combustibles

Paul Vyrostko
Directeur, Production privée

Art Marriage
Directeur, Planification du réseau

Ron Field
Directeur, Achat et gestion du matériel

Yuri Huminilowycz
Chef de service, Biens immobiliers

Vice-présidence Gestion de l'information et Services du milieu de travail

Ken Moore
Directeur, Services de l'information

John O'Connor
Directeur, Services du milieu de travail

(vacant)
Directeur, Planification des télécommunications

Vice-présidence Régions

Ron Stewart
Directeur, Clients au détail

Tom Rusnov
Directeur, Production hydroélectrique et Réseau de transport

Kathleen Wagner
Directrice, Services à la clientèle sur l'énergie

Cord Sanford
Directeur, Région centrale

Dave Mills
Directeur, Région est

Vipin Suri
Directeur, Région nord-est

Larry Doran
Directeur, Région nord-ouest

David Drinkwalter
Directeur, Région ouest

Vice-présidence Exploitation thermique

Karen Robinson
Directrice, Intégration thermique et Services

Doug Taylor
Gérant, centrale d'Atikokan

Brian MacFarlane
Gérant, centrale de Lakeview

Doug Shelton
Gérant, centrale de Lambton

Ross Forest
Gérant, centrale de Lennox

Harry Kirwin
Gérant, centrale de Nanticoke

Russ Wheatley
Gérant, centrale de Thunder Bay

Vice-présidence Exploitation nucléaire

Jim Ryder
Directeur, Exploitation nucléaire – services centraux

Eric Dewar
Directeur, Exploitation nucléaire – est

Stan Franklin
Directeur, Exploitation nucléaire – ouest

Mike Nichols
Directeur, Intégration de la qualité de l'exploitation nucléaire

Avocat en chef et secrétaire général

Tom Drolet
Directeur, Nouvelles entreprises

Exécutif – Exploitation

Roger Whitehead
Directeur, Exploitation du réseau